



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**«Обустройство Вакунайского
нефтегазоконденсатного месторождения.
Куст скважин № 27»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 4. Здания, строения и сооружения,
входящие в инфраструктуру линейного объекта**

Подраздел 6. Технологические решения

**Часть 2. Куст скважин. Автоматизированная система
управления технологическими процессами**

ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02

Том 4.6.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
4	10276-25		27.11.25



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**«Обустройство Вакунайского
нефтегазоконденсатного месторождения.
Куст скважин № 27»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 4. Здания, строения и сооружения,
входящие в инфраструктуру линейного объекта**

Подраздел 6. Технологические решения

**Часть 2. Куст скважин. Автоматизированная система
управления технологическими процессами**

ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02

Том 4.6.2

Главный инженер

Н.П. Попов

Главный инженер проекта

Д.А. Шибанов

Инов. Неподрл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

		Обозначение	Наименование						Примечание					
		ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-С-001	Содержание тома 4.6.2						Изм. 1,2,3,4 (Зам.)					
		ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации											
		ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-001	Часть 2. Куст скважин. Автоматизированная система управления технологическими процессами. Текстовая часть						Изм. 1,2,3					
		ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-001	Схема структурная СТМ						Изм. 1,2,3,4 (Зам.)					
		ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-002	Схема структурная АСУЭ						Изм. 2,3					
		ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-003	Куст скважин N27. Скважина N1. Схема автоматизации функциональная						Изм. 1,3					
		ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-004	Горизонтальная факельная установка К27-ГФУ-001. Схема автоматизации функциональная						Изм. 1,3					
		ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-005	Узел запуска СОД совмещенный с узлом отключающей арматуры. Схема автоматизации функциональная						Изм. 1,3					
		ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-006	Площадка для подключения исследовательского сепаратора. Схема автоматизации функциональная						Изм. 1,3					
		ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-007	Узлы запорной арматуры УЗА-001, УЗА-002, УЗА-003. Схема автоматизации функциональная						Изм. 1,3					
		ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-008	Узел приема СОД совмещенный с узлом запорной арматуры. Схема автоматизации функциональная						Изм. 1,3					
		ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-009	Отсек ТМиС в блоке БЭЛП. План расположения оборудования						Изм. 1					
		ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ТЗ-001	Техническое задание на создание АСУТП						Изм. 3,4 (Зам.)					
		ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-010	План расположения датчиков загазованности и светозвуковых оповещателей на газовой скважине						Изм. 2,3					
		ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-011	План расположения датчиков загазованности и светозвуковых оповещателей на площадке узла редуцирования ГФУ						Изм. 2					
		ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-012	План расположения датчиков загазованности и светозвуковых оповещателей на площадке узла запуска СОД						Изм. 2,3					
		ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-013	План расположения датчиков загазованности и светозвуковых оповещателей на площадке узла приема СОД						Изм. 2,3					
Взам. инв. №	Подпись и дата													
								ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-С-001						
Инв. № подл.		Разраб.		Волкова				27.11.25		Содержание тома 4.6.2		Стадия	Лист	Листов
								П				1		
								ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ						
		Н.контр.		Поликашина		27.11.25								

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела	Э. А. Задохин
Главный специалист	С. И. Захаров
Главный специалист	А. А. Семькина
Заведующий группой	И.В. Кирдяпкин
Заведующий группой	В. В. Зорькина
Ведущий инженер	А. М. Железнова
Нормоконтролер	Е. В. Поликашина

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ	3
1.1 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	5
1.2 ПЕРЕЧЕНЬ ОРГАНИЗАЦИЙ, УЧАСТВУЮЩИХ В РАЗРАБОТКЕ СИСТЕМЫ	6
1.3 ЦЕЛИ, НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМЫ.....	6
1.4 ОЧЕРЕДНОСТЬ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ, ОБЪЕМ КАЖДОЙ ОЧЕРЕДИ	8
2 НОРМЫ, СТАНДАРТЫ, СОКРАЩЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ	8
2.1 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ДЕЙСТВУЮЩИМ НОРМАМ И ПРАВИЛАМ БЕЗОПАСНОСТИ.....	8
2.2 ПОРЯДОК ПРИОРИТЕТНОСТИ ДОКУМЕНТОВ	8
2.3 НОРМЫ И СТАНДАРТЫ	8
2.4 ОПРЕДЕЛЕНИЯ	8
3 ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	9
3.1 СОСТАВ ПРОЦЕДУР (ОПЕРАЦИЙ) С УЧЕТОМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВЗАИМОСВЯЗИ И СОВМЕСТИМОСТИ ПРОЦЕССОВ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ И НЕАВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ.....	9
3.2 ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ В УСЛОВИЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ.....	10
4 ОПИСАНИЕ ПОСТАНОВКИ ЗАДАЧИ.....	10
5 ОБЪЕМЫ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	11
6 ОБЪЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ	11
6.1 КУСТ СКВАЖИН	11
6.1.1 Арматурный блок.....	11
6.1.2 ГФУ, СИКГ на ГФУ.....	12
6.1.3 Узел запуска СОД совмещенный с узлом отключающей арматуры.....	13
6.1.4 Площадка для подключения исследовательского сепаратора	14
6.1.5 Узлы запорной арматуры УЗА -001, УЗА -002, УЗА -003	14
6.1.6 Узел приема СОД, совмещенный с узлом запорной арматуры.....	14
6.1.7 БЭЛП.....	15
7 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	16
7.1 СТРУКТУРА АСУТП.....	16
7.2 СТРУКТУРА И ФУНКЦИЯ НИЖНЕГО УРОВНЯ	17
7.3 СТРУКТУРА И ФУНКЦИИ СРЕДНЕГО УРОВНЯ	18
7.4 СТРУКТУРА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ВЕРХНЕГО УРОВНЯ АСУТП.....	19
7.5 ВЗАИМОСВЯЗЬ АСУТП СО СМЕЖНЫМИ СИСТЕМАМИ.....	20
7.6 ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АСУТП И ЕГО СОСТАВ	20
7.7 СРЕДСТВА И ЯЗЫКИ ПРОГРАММИРОВАНИЯ	21
7.8 АЛГОРИТМЫ ПРОЦЕДУР И ОПЕРАЦИЙ И МЕТОДЫ ИХ РЕАЛИЗАЦИИ	21
7.9 РЕШЕНИЯ ПО МАТЕМАТИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ.....	21
7.10 РЕШЕНИЯ ПО ИНФОРМАЦИОННОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ.....	21
7.11 РЕШЕНИЯ ПО МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ.....	22
7.11.1 Общие требования к организации измерений	22
7.11.2 Требования к средствам измерений, их поверке и техническому обслуживанию	23
7.11.3 Требования к точности измерений	24
7.11.4 Требования к документации	26
7.11.5 Требования к системам измерений количества и параметров газа (К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002) и узлу учета в составе арматурного блока.....	27
7.11.6 Требования к методикам измерений	28
7.11.7 Требования к метрологическому обеспечению систем измерений	28
8 ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ.....	29
8.1 ПРИБОРЫ И СРЕДСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ.....	29
8.2 РАЗМЕЩЕНИЕ И МОНТАЖ ПРИБОРОВ, ТРУБНЫХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПРОВОДОВ.....	30
8.3 ПИТАНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ.....	31
8.4 РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ	31
ПРИЛОЖЕНИЕ А Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов	33

1 Общие требования

Настоящий документ содержит основные технические решения по созданию автоматизированной системы управления объектами «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27».

Проектируемая автоматизированная система управления технологическими процессами основывается на принципах построения автоматизированных систем, обеспечивающих выполнение централизованного контроля и управления, высокую надежность, стабильность технологического процесса, защиту окружающей среды, а также безопасность эксплуатации.

В состав сооружений кустовой площадки № 27 входят следующие основные здания и сооружения:

№ этапа	Состав этапа строительства	Вид строительства (строительство-Реконструкция, техническое перевооружение)	Объект капитального строительства/объект некапитального строительства
1	- Газосборный трубопровод КГС №27 – т.вр. УЗА №1; - Ингибиторопровод т.вр УЗА №1 - КГС №27; - Узел запуска СОД DN400.	строительство	объект капитального строительства
2	- БЭЛП; - Прожекторная мачта; - Кабельная эстакада от БЭЛП до прожекторной мачты.	строительство	объект некапитального строительства
3	- Обустройство куста скважин № 27 (1 скв.), в составе: - Площадка под приёмные мостки, совмещённая с площадкой под ремонтный агрегат; - Крепления для якорей оттяжек; - Место хранения инвентарного узла глушения; - Арматурный блок; - Площадка для исследовательского сепаратора; - Площадка блока подачи газа на дежурную горелку; - Площадка шкафа управления ГФУ; - Факельный амбар;	строительство	объект некапитального строительства

№ этапа	Состав этапа строительства	Вид строительства (строительство- Реконструкция, техническое переворужение)	Объект капитального строительства/объект некапитального строительства
	<ul style="list-style-type: none"> - Место размещения шкафа СУДР (резерв территории); - Площадка для размещения пожарной техники. 		
	<ul style="list-style-type: none"> - Инженерные сети (трубопроводы, кабельные линии). 	строительство	объект капитального строительства
4	<ul style="list-style-type: none"> - Обустройство существующей скважины 27Р в составе: - Арматурный блок; - Инженерные сети (трубопроводы, кабельные линии). 	строительство	объект капитального строительства
5	<ul style="list-style-type: none"> - Обустройство куста скважин № 27 (2 скв.), в составе: - Площадка под приёмные мостки, совмещённая с площадкой под ремонтный агрегат; - Крепления для якорей оттяжек; - Арматурный блок. 	строительство	объект некапитального строительства
	<ul style="list-style-type: none"> - Инженерные сети (трубопроводы, кабельные линии). 	строительство	объект капитального строительства
6	<ul style="list-style-type: none"> - Обустройство куста скважин № 27 (3 скв.), в составе: - Площадка под приёмные мостки, совмещённая с площадкой под ремонтный агрегат; - Крепления для якорей оттяжек; - Арматурный блок; - Место размещения шкафа СУДР (резерв территории). 	строительство	объект некапитального строительства

№ этапа	Состав этапа строительства	Вид строительства (строительство-Реконструкция, техническое перевооружение)	Объект капитального строительства/объект некапитального строительства
	- Инженерные сети (трубопроводы, кабельные линии).	строительство	объект капитального строительства
7	- Обустройство куста скважин № 27 (4 скв.), в составе: - Площадка под приёмные мостки, совмещённая с площадкой под ремонтный агрегат; - Крепления для якорей оттяжек; - Арматурный блок.	строительство	объект некапитального строительства
	- Инженерные сети (трубопроводы, кабельные линии).	строительство	объект капитального строительства
по объекту: Газосборный трубопровод УЗА №1 - УКПГ			
-	- Газосборный трубопровод УЗА №1 – УКПГ; - Ингибиторопровод УКПГ – УЗА №1; - УЗА №1 с продувочной свечой; - Узел приёма СОД DN400 с узлом охранной арматуры.	строительство	объект капитального строительства
по объекту: Газосборный трубопровод УЗА №2 – т.вр. ГВТ			
-	- Газосборный трубопровод УЗА №2 – т.вр. ГВТ; - УЗА №2 с продувочной свечой; - УЗА №3.	строительство	объект капитального строительства

1.1 Основание для проектирования

Основанием для создания системы контроля и управления является:

- Задание на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №27, 29, 103»;
- Изменение №1 к заданию на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №27, 29, 103» от 18 марта 2025 г.;

- Изменение №7 к заданию на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №27, 29, 103» от 07 апреля 2025 г.;
- Изменение №8 к заданию на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №27, 29, 103» от 12 мая 2025 г.;
- Изменение №9 к заданию на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №27, 29, 103» от 20 мая 2025 г.;
- Изменение №10 к заданию на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №27, 29, 103» от 03 июня 2025 г.;
- Изменение №11 к заданию на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №27, 29, 103» от 25 июня 2025 г.

1.2 Перечень организаций, участвующих в разработке системы

Заказчик – ООО «ГПН-Заполярье».

Генеральная проектная организация – АО «Гипровостокнефть».

Поставщик(и) – определяется Заказчиком.

1.3 Цели, назначение и область использования системы

Технико-экономическими целями создания АСУТП:

- обеспечение высоких технико-экономических показателей работы основного технологического оборудования за счет выполнения требований технологического регламента, исключения ошибочных действий оперативного производственного персонала, минимизация времени реагирования на аварийные ситуации;
- обеспечение непрерывного контроля работы основного технологического оборудования и системы жизнеобеспечения, своевременного оповещения о выходе контролируемых параметров за пределы уставок;
- обеспечение высокого уровня безопасности за счет развитых средств сигнализации, блокировок и защит с минимальным временем реагирования;
- повышение надежности автоматизированного управления технологическими объектами с использованием самодиагностики аппаратных и программных средств АСУТП;
- уменьшение затрат на эксплуатацию;
- сокращение количества оперативного и эксплуатационного персонала, в следствие уменьшения трудоемкости обслуживания;
- сокращение объемов энергопотребления;
- создание архива режимов работы и состояния оборудования с обеспечением быстрого доступа и автоматизированной обработке данных;
- увеличение межремонтного срока работы основного оборудования;
- улучшение условий труда оперативного и эксплуатационного персонала за счет автоматизации рабочих мест с удобным представлением информации о ходе технологического процесса;
- обеспечение руководства предприятия точной, достоверной и оперативной информацией о работе оборудования для повышения эффективности принятия решений по управлению технологическими процессами на базе единой и связанной системы диспетчеризации и автоматизированного диалогового режима работы;
- обеспечение руководства предприятия точной, достоверной и оперативной информацией о работе оборудования для повышения эффективности принятия решений по управлению энергетическими объектами.

АСУТП предназначена для выполнения следующих функций:

- сбор и обработка информации;

- контроль и управление ходом технологических процессов;
- контроль состояния системы и технологического оборудования;
- постоянный контроль состояния воздушной среды в пределах объекта;
- постоянный анализ изменения параметров в сторону критических значений и прогнозирование возможной аварии;
- действия средств локализации аварийной ситуации, выбор и реализацию оптимальных управляющих воздействий;
- автоматическая защита технологического оборудования по аварийным и предельным значениям контролируемых параметров;
- программное управление подготовкой и переключением оборудования по командам оператора;
- обнаружение отказов оборудования при его работе и при переключениях;
- отображение и регистрация контролируемых технологических параметров, характеризующих состояние оборудования;
- сохранение истории хода технологических процессов и предоставление архивных данных технологическому персоналу в удобной форме;
- формирование журнала событий и системного журнала, выдача отчётных документов о ходе технологических процессов, работе системы, действиях оперативного персонала;
- контроль доступа в систему.
- обмен информацией с вышестоящим уровнем управления предприятием;
- диспетчерское и технологическое управление выработкой электроэнергии и электроснабжением включая сбор, хранение и предоставление данных;
- контроль распределения и потребления энергоресурсов;
- контроль качества электроэнергии;
- мониторинг электрооборудования;
- учет электроэнергии.

АСУТП должна обеспечивать:

- автоматическое и местное ручное управление, включающее:
 - а) автоматизацию управления технологическими объектами, поддержание заданных режимов работы и условий эксплуатации оборудования;
 - б) автоматическое регулирование технологических параметров;
 - в) автоматическую защиту технологических объектов и сооружений.
- дистанционное управление, включающее:
 - а) централизованный контроль и управление технологическим процессом;
 - б) централизованное управление технологическими объектами;
 - в) сброс логики отключения (квитирование) функции блокировок и защит, после устранения причин, из централизованного пункта управления.

Контроль и управление ходом технологических процессов (уровень ЛСА/ЛСУ/ТМ) осуществляется путём сбора технологических параметров с оборудования и датчиков, вычисления и анализа технологических параметров, выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы согласно заданному алгоритму.

Обеспечение функций блокировок и защит осуществляется путём сбора и анализа значений критичных технологических параметров. В случае достижения критичным параметром аварийного значения выдается управляющее воздействие на исполнительные механизмы, в соответствии с заданным алгоритмом перевода технологического процесса и оборудования в безопасное состояние.

АСУТП позволяет дистанционно в режиме реального времени контролировать параметры, определяющие безопасность на объекте. Информация о регистрации параметров, определяющих опасность процессов, а также о срабатывании систем защиты (с записью в

журнале событий), переданная в автоматизированную систему управления технологическими процессами эксплуатирующей организации (архивирование) и Ростехнадзор, хранится в течение 3 месяцев.

1.4 Очередность создания системы, объем каждой очереди

Очередность создания системы и объем каждой очереди соответствуют этапам строительства объекта в целом. Условия и сроки выполнения работ по разработке АСУТП определяются Договорами между Заказчиком и подрядными организациями, выполняющими разработку, поставку, монтаж, пуско-наладку и ввод в эксплуатацию системы управления.

2 Нормы, стандарты, сокращения, определения

2.1 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам безопасности

Все технические решения по автоматизации проектируемых объектов, обеспечивающие безопасную эксплуатацию проектируемых объектов при соблюдении всех технологических параметров, приняты в соответствии с требованиями действующих норм и правил.

2.2 Порядок приоритетности документов

Российские федеральные и региональные положения и стандарты имеют приоритет по отношению к остальным; однако, если международные нормы и стандарты являются более жесткими, то применяются последние.

Порядок приоритета нормативов:

- национальное законодательство РФ и региональные требования;
- требования ГОСТ и СНиП;
- международные нормативы, стандарты, правила;
- технические условия и связанные с ними требования;
- схемы трубопроводов и КИП (P&ID);
- документация Поставщика.

2.3 Нормы и стандарты

Полный перечень нормативной документации, использованной при выполнении проекта, приведен в Приложении А.

2.4 Определения

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУТП) – система управления, предназначенная для нормального и противоаварийного управления комплексом технологических сооружений.

Автоматическая системы пожарной сигнализации и пожаротушения (АСПСИПТ) – специализированная сертифицированная система, предназначенная для своевременного обнаружения пожарной опасности и светового и звукового оповещения персонала о возникшем пожаре, а также для автоматического управления соответствующими установками пожаротушения для ликвидации очагов пожара путем выпуска необходимого количества огнетушащего вещества (инертного газа, воды, пены).

Интеллектуальные КИПиА – датчики и исполнительные механизмы, имеющие в своем составе микропроцессорное устройство, обеспечивающее расширенные средства конфигурирования, диагностики, приема и передачи данных. Использование в системе

управления интеллектуальных КИПиА позволяет реализовать систему мониторинга оборудования КИПиА с целью повышения надежности и безопасности системы в целом.

Блок аппаратурный (БА) – помещение системы управления, располагаемое вблизи группы технологических установок, в котором размещаются шкафы/панели контроллеров и вторичные приборы КИПиА.

Локальная система управления (ЛСУ) – система управления, поставляемая совместно с комплектной технологической установкой и осуществляющая управление, и контроль установкой в полном объеме. При необходимости ЛСУ включает подсистемы противоаварийной защиты и обнаружения пожара и загазованности. ЛСУ должна иметь канал передачи данных на вышестоящий уровень управления согласно требованиям ОЛ на оборудование.

ЛСУ поставляется как ПТК полной заводской готовности в комплекте с работоспособным программным обеспечением, испытанным в заводских условиях (в соответствии с утверждённой и согласованной программой и/или методикой), с установленными и настроенными драйверами, необходимыми для стыковки с другими системами/подсистемами, с представлением соответствующих документов о проведении такой стыковки в заводских условиях (по согласованию, допускается использование имитационного метода), а так же методик калибровки измерительных каналов;

После проведения полного комплекса ПНР и комплексных испытаний, Заказчику должны передаваться исходные коды ПО всех контроллеров (в формате разработки), а также, использованные при разработке ПО библиотеки и инструментарии. При этом, все права на прикладное ПО (в том числе и исключительные) так же передаются Заказчику.

Программируемый логический контроллер (ПЛК) / управляющий контроллер – микропроцессорное логическое решающее устройство, непосредственно выполняющее функции сбора, передачи и обработки данных, управления и регулирования путём формирования выходных сигналов.

Единое окно - в основу систем управления установкой, обеспечения безопасности и мониторинга, а также систем пакетного управления, должен быть положен принцип "единого окна". Принцип "единого окна" должен быть реализован при помощи РСУ и АРМ оператора через интерфейсы связи с другими системами.

Одноранговая связь - иерархия передачи сообщений без выделения главного устройства в цепи передачи сообщения. Каждое устройство может запрашивать информацию у других устройств и передавать команды другим устройствам в цепочке передачи данных.

Эргономика (человеческие факторы) – применение науки о физических свойствах и мышлении человека в сочетании с техническими науками для достижения оптимального качества работы человека и взаимодействия между человеком и машиной.

3 Описание процесса деятельности

3.1 Состав процедур (операций) с учетом обеспечения взаимосвязи и совместимости процессов автоматизированной и неавтоматизированной деятельности

Состав процедур (операций) выполняемых эксплуатационным персоналом с учётом взаимосвязи и совместимости процессов автоматизированной и неавтоматизированной деятельности будет подробно описан в регламенте эксплуатации соответствующих технологических установок, площадок и объектов. В общем случае будет определён порядок взаимодействия персонала, обусловленный использованием автоматизированной системы управления, например, при выполнении следующих операций:

- местное ручное управление технологическими установками;

- управление технологическими установками с использованием локальных панелей отображения, установленных в блоках автоматики, щитовых блочных установок или переносных пультов оператора;
- периодическая подготовка отчётов о производственной деятельности;
- обслуживание КИПиА и т.д.

3.2 Требования к организации работ в условиях функционирования системы

Весь персонал, участвующий в работе АСУТП делится на оперативный и эксплуатационный персонал, а также разнесен по уровням доступа к функциям системы.

Весь персонал делится на следующие группы:

- руководство;
- группа технологов;
- группа операторов;
- группа технической поддержки;
- системный инженер.

Персонал группы руководства относится к оперативному и находится на уровне супервизорского надзора. В данную группу входит начальник цеха и начальники смен. Персонал из данной группы руководит остальным персоналом предприятия.

Персонал группы технологов относится к оперативному и находится на уровне оперативного контроля и управления ходом технологических процессов. В данную группу входят технологи, ответственные за параметры работы технологических процессов установок. Доступ к функциям системы для работников данной группы осуществляется через автоматизированные рабочие места операторов или удаленные клиентские места.

Персонал группы операторов относится к оперативному и находится на уровне оперативного контроля и управления ходом технологических процессов.

Персонал группы технической поддержки относится к эксплуатационному и находится на уровне инженера АСУТП, администратора системы. В данную группу входят инженеры и работники, обеспечивающие нормальную и бесперебойную эксплуатацию системы в составе:

- инженеры АСУТП;
- инженеры КИПиА;
- электрики;
- слесари КИПиА.

При необходимости доступа данного персонала к информационным ресурсам АСУТП в системе предусмотрена инженерная станция. Системный инженер относится к эксплуатационному персоналу и находится на уровне инженера АСУТП, администратора системы. Данный работник обеспечивает администрирование прав остальных пользователей на доступ к функциям системы, настраивает работу информационных ресурсов системы, осуществляет эксплуатационную проверку информационных каналов связи верхнего уровня. Для доступа к функциям системы данный работник оснащен автоматизированным рабочим местом на инженерной станции.

Исходя из местных реальных условий, на основании соответствующих должностных инструкций и распоряжений, возможно совмещение функциональных обязанностей персонала и расширение зоны обслуживания.

4 Описание постановки задачи

В состав комплекса задач, решаемых при создании АСУТП, входят следующие задачи:

- сбор и обработка информации – обеспечивается своевременность, достоверность, полнота данных, а в итоге обработки: актуальность информации;

- контроль и управление технологическим процессом и оборудованием:
 - автономное автоматическое управление;
 - дистанционное операторское управление.
- отображение информации (функциональность, актуальность, эргономичность);
- формирование архивной информации;
- формирование журнала событий и системного журнала;
- контроль доступа в систему;
- обеспечение требуемой надежности и безопасности.

Решение перечисленного комплекса задач обеспечивает выполнение следующих функций АСУТП (более подробно изложенных в соответствующих разделах):

- автоматизация управления технологическими объектами, поддержание заданных режимов работы и условий эксплуатации оборудования;
- автоматическая защита технологических объектов и сооружений;
- автоматическое регулирование технологических параметров;
- централизованный контроль за технологическими объектами из соответствующих диспетчерских пунктов;
- централизованное управление технологическими объектами из соответствующих диспетчерских пунктов.

Перечисленные задачи решаются на базе современных программно-аппаратных средств.

5 Объёмы контроля и управления

К основным автоматизируемым технологическим объектам проекта «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27» относится:

- арматурные блоки скважин (5 шт.);
- горизонтальная факельная установка (ГФУ), СИКГ на ГФУ;
- узел запуска СОД, совмещенный с узлом отключающей арматуры;
- площадка для подключения исследовательского сепаратора;
- узлы запорной арматуры УЗА-001, УЗА-002, УЗА-003;
- узел приема СОД К27-КП-001, совмещенный с узлом запорной арматуры;
- блок электроснабжения линейных потребителей (БЭЛП).

6 Объёмы автоматизации

Объем автоматизации обеспечивает работу всех объектов без присутствия дежурного персонала у технологического оборудования при контроле и управлении из помещения операторной УКПГ, предусмотренной проектом ЧОНФ.ГАЗ-УКПГ-П-ТХ.02.01 «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)».

6.1 Куст скважин

6.1.1 Арматурный блок

Предусмотрен следующий объем автоматизации (схема автоматизации функциональная ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-003):

- измерения расхода рабочей среды от скважины;
- измерения расхода метанола в метанолопроводе;
- местный контроль давления среды в трубопроводе до клапана-отсекателя;
- дистанционный контроль давления рабочей среды после клапана-отсекателя;

- дистанционный контроль до и регулирование давления рабочей среды, поступающей со скважины до регулирующего клапана;
- дистанционный контроль до и регулирование расхода метанола в метанолопроводе;
- местный и дистанционный контроль давления в метанолопроводе;
- автоматического закрытие клапана-отсекателя при аварийно-высоком и аварийно-низком давлении в выкидном трубопроводе от скважины после клапана-отсекателя, через 30 секунд закрытие электроприводной запорной арматуры K27-XV-001, K27-XV-002, K27-XV-003 (после закрытия клапана-отсекателя); при аварийно-высоком при аварийно-низком и аварийно-высоком давлении до и после электроприводной запорной арматуры K27-XV-001, K27-XV-002 на трубопроводе газа, при пожаре и загазованности 50% НКПР на площадке куста, при отключении электроэнергии на УКПГ или на площадке узла подключения, по сигналу «авария» на УКПГ; закрытие клапана-отсекателя через 120с после отключения электроэнергии на кустовой площадке N27, через 30с закрытие K27-XV-002, K27-XV-003 после закрытия клапана-отсекателя.
- автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры K27-XV-003 на метанолопроводе при аварийно-низком и аварийно-высоком давлении в трубопроводе подачи метанола в скважину;
- автоматическая подача газа на дежурные и запальные горелки ГФУ из блока управления ГФУ при повышении давления в выкидном трубопроводе после клапана-отсекателя до предупредительного значения Н и автоматическое отключение ГФУ при предупредительном значении Н1;
- дистанционный контроль состояния и управление электроприводной арматурой;
- дистанционный контроль положения и управление клапаном-отсекателем;

На площадке блока арматурного и площадке скважины предусматривается автоматический контроль загазованности с установкой свето-звуковой аппаратуры на площадке и сигнализацией на АРМ оператора;

При Н=20% НКПРП включается световая сигнализация, при НН=50% НКПРП световая и звуковая сигнализация на кустовой площадке, и на АРМ оператора.

В составе арматурного блока предусматривается технологический учет добываемого газа, приведенного к стандартным условиям, измерение температуры и давления на линии DN100.

6.1.2 ГФУ, СИКГ на ГФУ

Схема автоматизации функциональная для ГФУ, K27-СИКГ-001 и K27-СИКГ-002 на ГФУ представлена на чертеже ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-004

Проектом предусматривается автоматическая подача газа на дежурную горелку, автоматический розжиг горелки ГФУ при аварийно-высоком показании давления в трубопроводе на устье газовой скважины после клапана-отсекателя.

Шкафы управления (блок автоматического розжига и контроля пламени) установки ГФУ, с системой контроля и автоматики, обеспечивают контроль пламени, сигнализацию и автоматическую отсекку топливного газа при погасании пламени. В блоке управления ГФУ предусмотрены пожарные извещатели, газоанализаторы и светозвуковая аппаратура оповещения о пожаре и загазованности.

Объем автоматизации на линиях продувки и сброса от СППК на ГФУ:

- местный и дистанционный контроль давления на трубопроводе;
- местный и дистанционный контроль температуры на трубопроводе;
- предусматривается аварийная и предупредительная сигнализация максимального и минимального значения давления.

Проектной документацией предусматривается установка систем измерений количества и параметров газа K27-СИКГ-001 на факельном коллекторе от скважин N1...N4, N27P и

К27-СИКГ-002 газопроводе сброса от СППК сжигаемого на горелке К27-ГФУ-001 (далее по тексту – СИКГ).

Шкаф СОИ с одним вычислителем для двух СИКГ располагается в отсеке ТМиС в блоке БЭЛП куста N27. Вычислитель обеспечивает сбор информации с первичных средств измерений СИКГ, приведение объема и объемного расхода газа к стандартным условиям и передачу информации на верхний уровень.

В объеме СИКГ предусматривается следующий объем автоматизации:

- измерение расхода газа в рабочих условиях;
- измерение объема газа в рабочих условиях;
- измерение температуры газа;
- измерение абсолютного давления газа;
- вычисление объема и расхода газа, приведенного к стандартным условиям;

автоматическое визуальное отображение информации о значениях измеряемых параметров на АРМ оператора. Место размещения данного АРМ - в помещении «операторная УКПГ» (предусматривается проектом 1513/20).

- автоматический контроль значений измеряемых величин, предупредительная сигнализация при их выходе за допускаемые пределы;
- автоматическая регистрация отклонений от заданного режима работы СИКГ;
- формирование и хранение отчетов результатов измерений за отдельные периоды (час, сутки, месяц, год).

На площадке блока подачи газа на дежурную горелку ГФУ предусматривается автоматический контроль загазованности с установкой свето-звуковой аппаратуры на площадке и сигнализацией на АРМ оператора;

При Н=20% НКПРП включается световая сигнализация, при НН=50% НКПРП световая и звуковая сигнализация на кустовой площадке, и на АРМ оператора.

6.1.3 Узел запуска СОД совмещенный с узлом отключающей арматуры

Предусмотрен следующий объем автоматизации (схема автоматизации функциональная ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-005):

- местный и дистанционный контроль давления до и после электроприводной запорной арматуры К27-XV-002 на трубопроводе газа от скважин N1...N4, N27P на УКПГ;
- местный и дистанционный контроль температуры до электроприводной запорной арматуры на трубопроводе газа от скважин N1...N4, N27P на УКПГ;
- местный и дистанционный контроль давления до и после электроприводной запорной арматуры К27-XV-003 на метанолопроводе, на скважины N1...N4, N27P от УКПГ;
- местный контроль давления в мобильной камере запуска СОД;
- сигнализация по месту прохождения очистного устройства в мобильной камере запуска СОД;
- автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры К27-XV-001 на выкидном трубопроводе газа от камеры СОД при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления до и после электроприводной запорной арматуры, через 30 сек после закрытие клапана-отсекателя в АБ; при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления в выкидном трубопроводе от скважины после клапана-отсекателя; при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления до и после электроприводной запорной арматуры L27-XV-003, M27-XV-003 на линейной части; при пожаре и загазованности 50% НКПР на площадке куста, при отключении электроэнергии на УКПГ или на площадке узла подключения, по сигналу «авария» на УКПГ;
- автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры К27-XV-002 на трубопроводе газа от скважин N1...N4, N27P на УКПГ при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления до и после электроприводной запорной арматуры, через 30 сек

после закрытие клапана-отсекателя в АБ, при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления в выкидном трубопроводе от скважины после клапана-отсекателя; при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления до и после электроприводной запорной арматуры Л27-XV-003, М27-XV-003 на линейной части, при пожаре и загазованности 50% НКПР на площадке куста, при отключении электроэнергии на УКПГ или на площадке узла подключения, по сигналу «авария» на УКПГ;

– автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры К27-XV-003 на метанолопроводе от УКПГ при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления до и после электроприводной запорной арматуры; при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления в выкидном трубопроводе от скважины после клапана-отсекателя; **при аварийно-высоком, предупредительном значении L1 и L2 давления в метанолопроводе после К27-АБ-УЗР-001.1... К27-АБ-УЗР-001.5;** при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления до и после электроприводной запорной арматуры Л27-XV-003, М27-XV-003 на линейной части, при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления в метанолопроводе после УЗР, при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления до и после электроприводной запорной арматуры К27-XV-003, при пожаре и загазованности 50% НКПР на площадке куста, при отключении электроэнергии на УКПГ или на площадке узла подключения, по сигналу «авария» на УКПГ;

– предусматривается аварийная сигнализация максимального и минимального значения давления до и после запорной электроприводной арматуры;

На площадке камеры запуска СОД совмещенной с отключающей арматурой предусматривается автоматический контроль загазованности с установкой свето-звуковой аппаратуры на площадке и сигнализацией на АРМ оператора;

При Н=20% НКПРП включается световая сигнализация, при НН=50% НКПРП световая и звуковая сигнализация на кустовой площадке, и на АРМ оператора.

6.1.4 Площадка для подключения исследовательского сепаратора

Предусмотрен следующий объём автоматизации (схема автоматизации функциональная ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-006):

– местный контроль давления на входном и выходном трубопроводе подключения к исследовательскому сепаратору.

6.1.5 Узлы запорной арматуры УЗА -001, УЗА -002, УЗА -003

Предусмотрен следующий объём автоматизации (схема автоматизации функциональная ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-007):

– местный контроль давления на газопроводе до и после ручной запорной арматуры Л27-ЗА-001.1 и М27-ЗА-001 (УЗА-001);

– местный контроль давления на газопроводе до ручной запорной арматуры Л27-ЗА-025 и Л27-ЗА-026, между Л27-ЗА-021 и Л27-ЗА-027 (УЗА-002);

– местный контроль давления на газопроводе до и после ручной запорной арматуры Л27-ЗА-022 (УЗА-003).

6.1.6 Узел приема СОД, совмещенный с узлом запорной арматуры

Предусмотрен следующий объём автоматизации (схема автоматизации функциональная ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-008):

– местный и дистанционный контроль давления до и после электроприводной запорной арматуры Л27-ZV-001 (охранный кран) на трубопроводе газа от куста скважин N27 на УКПГ;

– местный контроль давления до и после электроприводной запорной арматуры М27-ZV-001 на метанолопроводе от УКПГ;

- дистанционный контроль прохождения очистного устройства на трубопроводе подачи газа на УКПГ;
- местный контроль давления в камере приема СОД;
- сигнализация по месту прохождения очистного устройства в камере приема СОД;
- предусматривается аварийная сигнализация максимального и минимального значения давления до и после запорной электроприводной арматуры;
- автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры Л27-ZV-001 (охранный кран) на трубопроводе газа от куста N27 на УКПГ, при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления до и после электроприводной запорной арматуры на трубопроводе газа от куста N27 на УКПГ, при пожаре на УКПГ, при отключении электроэнергии на УКПГ, по сигналу «авария» на УКПГ;
- автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры M27-ZV-001 на метанолопроводе от УКПГ, при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления до и после электроприводной запорной арматуры на метанолопроводе от УКПГ, при пожаре на УКПГ, при отключении электроэнергии на УКПГ, по сигналу «авария» на УКПГ;
- автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры Л27-XV-001, K27-XV-002, K27-XV-003 при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления до и после электроприводной запорной арматуры Л27-ZV-001 (охранный кран) на трубопроводе газа от куста N27 на УКПГ;
- автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры K27-XV-002, K27-XV-003 при аварийно-низком и аварийно-высоком значении давления до и после электроприводной запорной арматуры M27-ZV-001 на метанолопроводе от УКПГ;

На площадке камеры приема СОД, совмещенной с запорной арматурой, предусматривается автоматический контроль загазованности с установкой свето-звуковой аппаратуры на площадке и сигнализацией на АРМ оператора;

При Н=20% НКПРП включается световая сигнализация, при НН=50% НКПРП световая и звуковая сигнализация на площадке узла приема СОД, и на АРМ оператора.

6.1.7 БЭЛП

С точки зрения автоматизации блок является оборудованием заводской готовности, оснащаемый необходимыми системами жизнеобеспечения.

Автоматизация блока электроснабжения линейных потребителей (БЭЛП) предусматривается в следующем объеме (схема структурная АСУЭ ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-002):

- сигнализация РУВН (разъединитель включен/отключен, заземление снято/наложено);
- сигнализация состояния (включен, отключен, аварийно-отключен), вводных, секционных выключателей РУНН;
- сигнализация АВР (включен/отключен) РУНН;
- измерение напряжения на секциях шин РУНН;
- технический учет активной и реактивной мощности, учет потребляемой электроэнергии по каждому вводу счетчиками, обеспечивающими передачу всех аналоговых сигналов (напряжение, ток, мощность, энергия), осуществляется от шкафов учета электроэнергии, расположенных в БЭЛП по интерфейсу RS-485 в АСУЭ;
- контроль температуры в помещениях БЭЛП;
- управление наружным освещением в автоматическом режиме с помощью фотореле с возможностью телеуправления.

Управление освещением кустовой площадки в автоматическом (от ящика управления освещением ЯУО с фотореле и реле времени (ЯУО установлен в помещении РУНН БЭЛП на

кусте газовых скважин №27), с возможностью телеуправления по кустовой телемеханике АСУЭ) и ручном режиме.

7 Основные технические решения

7.1 Структура АСУТП

Структура системы контроля и управления разработана исходя из принятого уровня автоматизации, обеспечивающего безопасную эксплуатацию проектируемого производства, принятой структуры генплана и возможностей применяемых технических средств системы управления.

Все элементы проектируемой системы управления приняты в соответствии с ГОСТ 24.104-2023 «Автоматизированные системы управления. Общие требования».

Обязательное соответствие ЛНД Компании:

- ОСК-15.05.01.01 «Формирование концепции промышленной автоматизации БРД» (версия 2.0);
- М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД» (версия 2.0);
- М-15.05.01.01.01-01 «Архитектура систем промышленной автоматизации в части АСУ ТП БРД» (версия 1.0);
- М-15.05.02.01.01-02 «Требования к человеко-машинному интерфейсу на базе ситуационного информирования (версия 2.0)».

Структурная схема АСУТП представлена на чертеже ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-001.

Система телемеханики (СТМ) предполагает функционирование в реальном масштабе времени в круглосуточном режиме с циклом межремонтного интервала программно-технического комплекса (ПТК) не менее двух лет.

Профилактические работы, их периодичность для отдельных технических устройств систем оговорены в инструкциях по эксплуатации этих устройств. Профилактические работы, а также замена неисправных модулей и блоков проводятся в оперативном режиме работы, т.е. без нарушения функционирования системы и технологических объектов.

Техническое обеспечение проектируемой АСУТП базируется на применении современных высоконадёжных средств контроля и автоматизации, вычислительной техники с максимальным использованием автоматизированного блочного и блочно-комплектного оборудования, поставляемого комплектно с системами автоматического управления.

Систему управления предусматривается создать как систему централизованного контроля и управления технологическими процессами с территориально и функционально распределённой иерархической структурой на базе контроллерного оборудования.

Проектом предусмотрен сбор данных с технологического процесса на проектируемые шкафы ПЛК СТМ на следующих технологических объектах:

- Куст скважин №27;
- ГФУ.

Верхний уровень СТМ реализуется на базе оборудования, предусмотренного проектом ЧОНФ.ГАЗ-УКПГ-П-ТХ.02.01 «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)».

Для обмена данными между шкафами ПЛК и верхним уровнем управления АСУТП проектом предусматривается сеть Ethernet с использованием проектируемого коммуникационного оборудования связи (решения по системам связи см. том 4.5.5 «Сети связи»).

Электропитание шкафов ПЛК, коммуникационного оборудования, КИП предусматривается от источников бесперебойного питания. ИБП обеспечивают непрерывность электроснабжения и работу средств автоматизации не менее 1 часа после пропадания основного источника электропитания.

Высокая надежность системы обеспечивается резервированием необходимого оборудования. При потере связи, в том числе на уровне контроллеров обеспечена буферизация данных во всех компонентах создаваемой АСУТП. Буферизация на уровне контроллеров обеспечена непосредственно, без применения дополнительных шлюзов и других промежуточных устройств, с организацией временного архива данных в памяти контроллеров и передачи накопленной информации на верхний уровень после возобновления работы каналов связи.

Для обеспечения безопасности технологического процесса предусматривается реализация контуров блокировок и защит технологического оборудования.

Проектом так же предусматривается использование блочно-комплектного оборудования со своими локальными системами автоматизированного управления (ЛСУ). Локальные системы управления комплектных технологических установок - щиты управления подключаются к шкафам ПЛК посредством интерфейса RS-485, протокол Modbus RTU.

Сети АСУТП подключается к коммуникационному оборудованию проектируемой сети Ethernet через средства межсетевого экранирования со стороны УКПГ. Данное решение обеспечивает безопасность сети АСУТП и возможность передачи не искаженных данных на уровень MES ООО «Газпромнефть-Заполярье» (по данному проекту вывод информации на уровень MES не рассматривается).

АСУТП реализуется как трехуровневая иерархическая система управления, обеспечивающая контроль и управление объектами автоматизации.

Структура АСУТП выполнена как трехуровневая иерархическая распределенная система управления, включающая:

- Нижний (полевой) уровень.
- Средний (контроллерный) уровень.
- Верхний (системный) уровень.

В целях унификации как интеллектуальных полевых приборов и датчиков, так и комплектных технических средств АСУТП (ПЛК, АРМ и т.д.) будет использоваться по возможности поставка одного производителя.

Во всех подсистемах среднего уровня АСУТП будет предусмотрен 20% резерв, в виде каналов на модулях ввода вывода, по подключению дополнительных сигналов, 40% резерв по вычислительной мощности и размерам памяти контроллеров.

Вся аппаратура АСУТП является серийно выпускаемой и имеет соответствующие сертификаты и разрешения.

7.2 Структура и функция нижнего уровня

В состав данного уровня входят датчики технологических параметров, исполнительные механизмы, аппаратура местного управления и сигнализации, физические линии связи, обеспечивающие технологический процесс и реализующие контура защит и блокировок совместно ПЛК, оборудованием управления данным уровнем.

На нижнем уровне управления реализуются следующие функции:

- измерение, первичное преобразование и первичная обработка технологических параметров;
- сбор информации об аварийных событиях и ситуациях технологического процесса;
- передача информации на более высокий уровень;
- организация локальных контуров управления по тракту датчик – исполнительный механизм.

Для организации канала передачи данных между нижнем уровнем и ПЛК предусматривается использование жесткопроводных линий связи и линий связи сети RS-485.

7.3 Структура и функции среднего уровня

В качестве основного оборудования среднего уровня АСУТП технологических объектов и сооружений приняты высоконадежные контроллеры с модулями ввода/вывода, устанавливаемые в шкафах ПЛК. Количество и тип модулей ввода/вывода определяется на стадии разработки рабочей документации.

– Контроллерное оборудование полностью соответствует по характеристикам требованиям Раздела 4.3.2 М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД» (версия 2.0).

Размещение шкафа ПЛК СТМ проектом предусматривается в отсеке ТМиС, в проектируемом здании «Блок электроснабжения линейных потребителей».

Для организации канала передачи данных между проектируемыми сооружениями и шкафами ПЛК предусматривается использование жесткопроводных линий связи, линий связи сети RS-485.

В составе АСУТП для объектов:

- ГФУ;
- БЭЛП

предусмотрено использование локальных систем управления (ЛСУ) блочно-комплектного оборудования полной заводской готовности.

В составе АСУТП для объектов:

- СИКГ;
- Арматурный блок

предусмотрено использование систем сбора и обработки информации (СОИ) блочно-комплектного оборудования полной заводской готовности.

Размещение шкафов ЛСУ и СОИ проектом предусматривается в отсеке ТМиС, в проектируемом здании «Блок электроснабжения линейных потребителей», за исключением шкафа управления ГФУ, данный шкаф размещается в непосредственной близости к площадке ГФУ, и на основании таблицы 1.33 - характеристики проектируемых технологических объектов обустройства месторождения приведенной в текстовой части ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.01-ТЧ-001 тома 4.6.1, имеет соответствующие климатическое исполнение ХЛ 1 по условиям окружающей среды, степень защиты не менее IP65 и взрывозащиту 1ExeПСТ6. Для оборудования ГФУ используются датчики, преобразователи со стандартными электрическими выходными сигналами и датчики с дискретным выходом типа «сухой» контакт с взрывозащитой «взрывонепроницаемая оболочка/повышенная защита против взрыва» (Exd/Exe).

Размещение шкафов СОИ СИКГ предусматривается в проектируемом аппаратурном блоке.

Связь ПЛК СТМ с ЛСУ и СОИ проектом предусматривается с использованием жесткопроводных линий связи, линий связи сети RS-485 и линий связи Ethernet.

Средний уровень системы управляет комплексом технических средств, расположенных непосредственно на объектах управления.

На среднем уровне управления реализуются следующие функции:

- контроль состояния оборудования, исполнительных механизмов;
- автоматическое управление оборудованием;
- локальное управление непосредственно на объекте;
- режим ТО;
- реализация алгоритмов вычислений и управления;

- предупредительная и предаварийная сигнализация (звуковая и световая), блокировка технологического оборудования, контроль срабатывания защит и блокировок.
- хранение информации и событий в памяти контроллера;
- приём от системы верхнего уровня команд управления;
- сбор информации от технологических объектов;
- обработка и хранение данных;
- диагностика состояния комплекса технических средств;
- выдачу значений параметров объектов системе верхнего уровня по сети связи в режиме реального времени.

Подсистема технологических защит предназначена для обеспечения в автоматическом режиме перевода технологического оборудования в безопасное состояние при возникновении аварийных ситуаций, которые могут привести к выходу из строя технологического оборудования, загрязнению окружающей среды, а также угрожать здоровью и жизни людей. Под аварийными ситуациями понимается выход за аварийные пределы технологических параметров и/или параметров работы оборудования (выход аналоговых параметров за аварийные границы или срабатывания дискретных датчиков, настроенных на предельные (аварийные) значения, в соответствии с алгоритмами автоматических защит и блокировок.

Критерии определения аварийных ситуаций и последовательность действий подсистем соответствуют разрабатываемым алгоритмам и утверждаются Заказчиком.

7.4 Структура контроля и управления верхнего уровня АСУТП

Технические средства верхнего уровня АСУТП данным проектом предусматривается не в полном объеме. Проектом предусматривается вывод сигналов управления со среднего уровня АСУТП данного проекта на верхний уровень АСУТП, запроектированный по титулу ЧОНФ.ГАЗ-УКПГ-П-ТХ.02.01 «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)».

Данным проектом предусматривается необходимое количество лицензий, тэгов и массивов данных платформенного программного обеспечения для расширения серверов и АРМ операторов. Так же проектом предусматривается доработка ПО верхнего уровня в объеме необходимом для подключения объектов, проектируемых по данному титулу.

Проектом так же предусмотрена возможность предоставления информации из проектируемой АСУТП на уровень MES (Уровень MES данным проектом не рассматривается).

Технические средства верхнего уровня АСПСиПТ данным проектом не предусматриваются. Проектом предусматривается вывод сигналов пожарной сигнализации со среднего уровня АСУТП данного проекта на АРМ оператора АСПСиПТ УКПГ предусмотренного проектом ЧОНФ.ГАЗ-УКПГ-П-ПБ.02.00. Проектом предусмотрено необходимое количество лицензий, тэгов и массивов данных платформенного программного обеспечения для расширения АРМ оператора АСПСиПТ. Так же предусмотрена доработка ПО АРМ оператора верхнего уровня площадки УКПГ в объеме, необходимом для подключения объектов, проектируемых по данному титулу.

На верхнем уровне управления выполняются следующие функции:

- работа с оператором-технологом и с диспетчером в диалоговом режиме с индикацией на дисплеях таблиц и мнемосхем текущего состояния технологических объектов;
- формирование и выдача команд на исполнительные механизмы, т.е. дистанционное управление работой с рабочей станции автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора - технолога;
- передача уставок в системы автоматизации нижнего уровня;
- контроль отработки команд исполнительными механизмами;
- диагностика состояния комплекса технических средств;

- обработка и хранение данных;
- архивирование данных;
- формирование и выдача персоналу учётных и отчётных документов (сменных, суточных и месячных отчетов, аварийных сообщений), протоколирование событий;
- конфигурирование системы;
- обеспечение защитного и привилегированного доступа в соответствии с полномочиями.

На верхнем уровне для связи между контроллерами и АРМ используется проектируемая сеть Ethernet.

7.5 Взаимосвязь АСУТП со смежными системами

Основными техническими решениями предусматривается использование блочно-комплектного оборудования со своими локальными системами автоматизированного управления (ЛСУ). Локальные системы управления комплектных технологических установок - щиты управления подключаются к шкафу ПЛК посредством интерфейса RS-485, протокол Modbus RTU.

Для обмена данными между шкафом ПЛК и верхним уровнем управления АСУТП проектом предусматривается сеть Ethernet с использованием проектируемого коммуникационного оборудования и резервированных каналов связи.

На верхнем уровне для связи между контроллерами, сервером, АРМ используется сеть Ethernet.

АСУТП подключается непосредственно к коммуникационному оборудованию сети Ethernet, чем обеспечивается возможность передачи данных на уровень MES ООО «Газпромнефть-Развитие».

7.6 Программное обеспечение АСУТП и его состав

Программное обеспечение системы управления состоит из следующих видов:

- общее программное обеспечение,
- специальное программное обеспечение.

Общее программное обеспечение включает в себя программное обеспечение производителя контроллерного, компьютерного и коммуникационного оборудования, интеллектуального технологического оборудования и локальных автоматизированных систем.

Общее программное обеспечение системы состоит из следующих программных продуктов:

- операционная система сервера;
- операционная система рабочей станции;
- система управления базами данных;
- браузер;
- программный пакет для работы с офисными документами;
- система программирования ПЛК;
- система визуализации системы управления;
- программные пакеты ведения архивов, построения трендов, создания отчётов.

Специальное программное обеспечение - это программное обеспечение, реализующее функции системы управления, разработанное инструментальными средствами общего программного обеспечения.

Виды специального программного обеспечения системы управления:

- конфигурационная информация и параметры настройки программируемого оборудования системы;
- программные модули, реализующие алгоритм работы системы;

- программные модули расширенной диагностики оборудования;
- программные модули сетевого обмена данными между подсистемами и частями системы управления;
- скриптовые модули SCADA;
- программные модули экспорта/импорта данных.

Модуль процессора управляет работой по заданным алгоритмам, обеспечивает хранение прикладного ПО, взаимодействует с модулями ввода-вывода, имеет возможность поддерживать связь с верхним уровнем системы. Для распечатки аварийных сообщений используется лазерный принтер.

7.7 Средства и языки программирования

Средства разработки прикладного программного обеспечения системы управления дают возможность реализовать любой из методов регулирования и управления технологическим процессом.

Предусмотрена возможность программирования контроллеров на языках стандарта IEC-61131 (как минимум, SFC, FBD, ST).

Обеспечена возможность корректировки прикладных программ контроллеров без необходимости останова технологического процесса (редактирование on-line).

7.8 Алгоритмы процедур и операций и методы их реализации

Алгоритмы процедур и операций разрабатываются на основе технологических заданий, описывающих логику работы установок и последовательность действий при осуществлении определённых операций.

Алгоритмы реализованы посредством языков стандарта IEC-61131.

7.9 Решения по математическому обеспечению

Математическое обеспечение системы включает в себя методы и алгоритмы обработки аналоговых и дискретных сигналов, контроля и управления, защиты и блокировок, необходимых для выполнения функций системы. Детальные алгоритмы работы системы будут выполнены на стадии разработки рабочей документации в виде типовых и нетиповых алгоритмических модулей контроля и управления отдельными технологическими узлами и их группами и схем взаимодействия модулей управления.

Предусматриваемое проектом математическое обеспечение, обеспечивает поддержку автоматических блокировок (технологических и аварийных), регулирование технологических параметров, также аварийной, предупредительной и известительной сигнализации.

7.10 Решения по информационному обеспечению

В состав средств информационного обеспечения независимо от видов носителей входят:

- входной информационный поток с контроллеров и модулей ввода, это, прежде всего, собираемые оперативные данные с опрашиваемых конечных устройств;
- результаты обработки/переработки (полной или частичной) входного потока;
- выходной информационный поток с ввода/вывода, который передается на контролируемые пункты в виде дистанционных команд с АРМов операторов;
- нормативно-справочная и технологическая документация.

При расчёте количества оборудования следует учитывать 20% запаса оборудования по каждому типу жёстко-проводных сигналов.

Использованы следующие условные обозначения:

- DI – дискретный входной сигнал;

- DO – дискретный выходной сигнал;
- AI – аналоговый входной сигнал;
- AO – аналоговый выходной сигнал;
- SLDI – дискретный входной сигнал, передаваемый по последовательной связи;
- SLDO – дискретный выходной сигнал, передаваемый по последовательной связи;
- SLAI – аналоговый входной сигнал, передаваемый по последовательной связи;
- SLAO – аналоговый выходной сигнал, передаваемый по последовательной связи.

При расчёте количества оборудования учитывается не менее 30% запас оборудования по каждому типу жёстко-проводных сигналов и не менее $n+1$ модулей для интерфейсных шлейфов по каждому ПЛК.

Полевые шлейфы RS-485 целесообразно подключать к портам ПЛК через активные разветвители-мультиплексоры «1 на 4» (до четырех шлейфов на один порт).

7.11 Решения по метрологическому обеспечению

7.11.1 Общие требования к организации измерений

Выполнение измерений, установление и соблюдение требований к измерениям, единицам величин, эталонам единиц величин, средствам измерений, применение средств измерений, методик (методов) измерений, а также осуществление деятельности по обеспечению единства измерений, выполняются в соответствии с требованиями Федерального закона РФ «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008г. № 102-ФЗ.

Измерения, выполняемые в сфере государственного регулирования выполняются по методикам измерений, разработанным, утвержденным и аттестованным в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений».

Прямые измерения выполняются средствами измерений утвержденных типов, при этом методики измерений должны быть внесены в состав эксплуатационной документации применяемых средств измерений.

Перечень измерений, относящихся к сферам государственного регулирования обеспечения единства измерений, указанных в Федеральном законе № 102-ФЗ с указанием обязательных метрологических требований к измерениям, в том числе показателей точности измерений, устанавливается Постановлением Правительства РФ от 16.11.2020г. №1847.

Результаты измерений выражены в единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 31.10.2009г. № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации», ГОСТ 8.417-2024 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Единицы величин». Наименования единиц величин, допускаемых к применению в Российской Федерации, их обозначения, правила написания, а также правила их применения устанавливаются Правительством Российской Федерации.

Алгоритмы, программное обеспечение СИ, контроллеров, систем измерений (К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002), связанные с обработкой измерительной информации, соответствуют требованиям ГОСТ Р 8.654-2015, Р 50.2.077-2014.

Программное обеспечение проектируемых систем измерений включено в единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных (Постановление Правительства РФ от 16.11.2015г. №1236).

7.11.2 Требования к средствам измерений, их поверке и техническому обслуживанию

Все применяемые в проекте средства измерений (СИ) утвержденного типа, допущены к применению на территории РФ в установленном порядке, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и должны иметь действующие сертификаты (свидетельства) об утверждении типа СИ с приложением описания типа СИ.

Все средства измерений поверены и имеют действующие сведения о поверке, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Поверка средств измерений проводится в соответствии с Приказом Минпромторга России от 31.07.2020г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и утвержденными методиками поверки.

Результаты поверки средств измерений подтверждаются сведениями о результатах поверки средств измерений, включенными в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, и удостоверяются знаком поверки и (или) свидетельством о поверке, и (или) записью в паспорте (формуляре) СИ, заверяемой подписью поверителя и знаком поверки, с указанием даты поверки.

Конструкция средств измерений обеспечивает ограничение доступа к определенным частям средств измерений (включая программное обеспечение) в целях предотвращения несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут привести к искажениям результатов измерений.

Все СИ имеют разрешительную и эксплуатационную документацию на русском языке.

СИ и оборудование, работающее во взрывоопасной зоне, взрывозащищенного исполнения и имеют действующие сертификаты (декларации) соответствия требованиям ТР ТС 012/2011.

Все СИ имеют заводские, серийные номера или другие буквенно-цифровые обозначения, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр СИ. Место, способ и форма нанесения номера должны обеспечивать возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации средства измерения.

На средства измерений импортного производства предоставлены сертификаты о первичной калибровке, переведенные на русский язык.

Все СИ настроены на необходимые диапазоны и величины единиц измерения Поставщиком оборудования. Шкалы показывающих приборов соответствуют диапазону измерений первичных преобразователей.

Манометры выбраны с такой шкалой, чтобы предел измерения рабочего давления находился во второй трети шкалы.

Все СИ соответствуют климатическим условиям эксплуатации оборудования с учетом абсолютного минимума и максимума температур.

СИ обеспечивают работоспособность в указанном температурной диапазоне, либо обеспечены термочехлами/термошкафами с электрообогревом. При необходимости допускается применение термобокса или термочехла, по согласованию с Заказчиком.

Для преобразователей давления предусмотрено применение двухвентильных клапанных блоков, а для средств измерений температуры – термокарманов и защитных гильз.

Монтаж СИ обеспечивает возможность периодического осмотра, технического обслуживания СИ. Проверку состояния, монтажа и условий эксплуатации СИ проводят в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Техническое обслуживание средств измерений производится обученным персоналом в соответствии с эксплуатационной документацией на СИ с периодичностью, установленной в техническом регламенте эксплуатирующей организации.

При построении архитектуры, проведении расчетов, выборе оборудования использовать оборудование, имеющие подтверждение функциональных (потребительских

свойств), технических, качественных и эксплуатационных характеристик, прошедших процедуры апробации оборудования и/или программного обеспечения в периметре ПАО «Газпромнефть».

Производственный цикл изготовления оборудования должен быть в полном объеме локализован на территории РФ, оборудование должно быть включено в «Реестр промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации» (<https://gispr.qov.ru/pp719v2/pub/prod/>).

Выбор поставщиков (производителей) оборудования осуществить в соответствии с КТ-610 «Перечень производителей оборудования и программного обеспечения систем промышленной автоматизации и метрологического обеспечения применяемого в управлении информационных технологий, автоматизации и телекоммуникаций разведки и добычи ПАО «Газпром нефть».

Типы применяемых средств измерений и оборудования должны быть согласованы с Заказчиком и АО «Гипровостокнефть».

7.11.3 Требования к точности измерений

Нормы погрешности измерений технологических параметров удовлетворяют обязательным метрологическим требованиям к измерениям, установленным Федеральными органами исполнительной власти.

Нормы погрешности измерений технологических параметров, не регламентированные государственными или отраслевыми нормативными документами, устанавливаются с учетом локальных нормативных документов, отраслевых методических и руководящих документов, нормативных методических документов (НМД) Заказчика.

Для обеспечения требуемой точности и поддержания параметров на заданном уровне в проектной документации учтены все требования к условиям применения и способам установки, в соответствии с требованиями заводов-изготовителей, указанным в паспортах, инструкциях и руководствах по эксплуатации на СИ.

Значения погрешностей СИ в соответствии с НМД Заказчика (п. 4.2 М-15.05.02.01.01-01).

Пределы допускаемой основной приведенной погрешности преобразователей давления не более $\pm 0,5 \%$, не более $\pm 0,25 \%$ (для преобразователя давления в составе узла учета газа);

Манометры должны соответствовать требованиям ГОСТ 2405-88. На циферблате должны быть нанесены единицы физической величины (кПа, МПа, кг/см²). Рабочий диапазон измерения манометра должен быть в пределах 2/3 шкалы. Манометры должны выдерживать без смещения нуля или верхнего предела измерения, превышение давления (перегрузку) в размере 1,3 раза от верхнего предела измерения. Класс точности манометров не более КТ 1,5 для технического использования, не более 0,6 для сферы государственного регулирования.

Термопреобразователи сопротивления выбираются с классом допуска В для технического использования, класс А, пределы допускаемой абсолютной погрешности $\pm 0,2$ °С для сферы государственного регулирования.

Местные показывающие термометры должны быть биметаллическими, либо манометрические с круглым циферблатом, со шкалой в градусах Цельсия (°С). Диаметр циферблата должен быть 100...160 мм, чёрные цифры на белом фоне. Для отрицательных температур - красные цифры на белом фоне.

Класс точности показывающих термометров должен быть не более 2,5 для технического использования, не более 1,0 для сферы государственного регулирования.

Пределы допускаемой абсолютной погрешности поплавковых, буйковых уровнемеров не более ± 3 мм, рекомендуется применять для измерения уровня однородных, в том числе агрессивных, жидкостей, находящихся при высоких рабочих давлениях (до 32 МПа), широком диапазоне температур (от минус 200 до плюс 600 °С) и не обладающих свойствами адгезии (прилипания) к буйкам.

Магнитные указатели уровня применяются для измерений уровня жидкостей с различной плотностью и уровня границы раздела сред, рекомендуется применение в емкостях, высотой до 10 метров. Пределы допускаемой абсолютной погрешности не более ± 3 мм.

Микроволновые уровнемеры должны применяться при измерении уровня однофазных и двухфазных жидкостей и жидкостей с часто изменяющейся плотностью, предпочтительно применение жесткого одностержневого зонда для емкостей до 4 метров и гибкого однопроводного более 4 метров. Части прибора, контактирующие с измеряемой средой, должны быть изготовлены как минимум из нержавеющей стали.

Радарные уровнемеры могут применяться для измерения уровня агрессивных, вязких, неоднородных жидких сред, сред с малой диэлектрической проницаемостью (в условиях спокойной поверхности), части прибора, контактирующие с измеряемой воздушной средой, должны быть изготовлены как минимум из нержавеющей стали.

Сигнализаторы (выключатели) уровня должны быть вибрационного или емкостного типа, патрубки для установки сигнализаторов уровня должны быть с присоединительным размером одного типоразмера. Части прибора, контактирующие с измеряемой средой, должны быть изготовлены как минимум из нержавеющей стали.

Ультразвуковые, электромагнитные и вихревые расходомеры, предназначенных для непрерывного измерения расхода жидких и газообразных сред должны соответствовать ГОСТ 28723-90.

Ультразвуковые расходомеры могут применяться при измерениях расхода и количества очищенного природного газа, при наличии постоянной скорости потока и однородности измеряемой среды. При применении ультразвуковых расходомеров для учета газа руководствоваться ГОСТ 8.611-2024.

Пределы допускаемой относительной погрешности ультразвуковых преобразователей расхода (в составе узла учета газа) не более $\pm 4,0$ %.

При применении вихревых расходомеров для учета газа руководствоваться ГОСТ Р 8.740-2023. Пределы допускаемой основной относительной погрешности вихревых расходомеров не более ± 1 %.

Массовые расходомеры могут применяться при измерениях расхода и количества жидких сред. В транзисторах кориолисового расходомера должна быть предусмотрена компенсация влияния фактического значения температуры и давления технологической среды.

Пределы допускаемой относительной погрешности массовых расходомеров не более $\pm 0,25$ % для сферы государственного регулирования, не более $\pm 2,0$ % для технологического (оперативного) учета.

Газоанализаторы должны соответствовать ГОСТ 13320-81. Газоанализатор должен иметь дискретный (двухпороговый) и/или аналоговый выходной сигнал 4 - 20мА, с напряжением питания 24В постоянного тока.

Основная погрешность измерения газоанализаторов не должна превышать ± 5 %. Диапазон измерения (0 – 100) % или (0 – 50) % от нижнего концентрационного предела воспламенения. Время прогрева газоанализатора и вывод на режим должны быть не более 60 сек.

Время срабатывания должно соответствовать группе И-2 п.2.7.17 ГОСТ 13320-81 и не должно превышать 30 секунд. Тип газоанализатора определяется в соответствии с проектными решениями в зависимости от типа анализируемой среды.

Метрологические характеристики СИКГ (К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002) соответствуют требованиям Постановления Правительства РФ от 16.11.2020г. №1847, ТПР-20.02.01-34 «Автоматизация объекта нефтедобычи. Система измерений количества и показателей качества газа (СИКГ)», СТО Газпром 5.37-2020 «Единые технические требования на оборудование узлов измерений расхода, объема и энергосодержания природного газа»,

ОСК 20.02 «Измерительные системы. Общие технические и метрологические требования» и требованиям нормативных документов в области обеспечения единства измерений.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема и расхода газа, приведенного к стандартным условиям для К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002 и узла учета газа в составе арматурного блока не более $\pm 5,0 \%$.

В соответствии с СТО Газпром 5.38-2021 К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002 технологического I типа, класс Г, узел учета газа в составе арматурного блока относится к категории технологического I типа, класс Д.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений на линии метанола не более $\pm 2,0 \%$ (технологический учет).

7.11.4 Требования к документации

При поставке в комплект документации на СИ, в том числе входящих в состав К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002, включены следующие документы (при необходимости их заверенные копии):

- сертификаты (свидетельства) об утверждении типа СИ с описанием типа;
- сертификаты соответствия (декларации) техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 010/2011 (для оборудования);
- сертификаты соответствия (декларации) техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 012/2011 (для СИ и оборудования, применяемых во взрывоопасных зонах);
- сведения о результатах поверки СИ, включенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФГИС «АРШИН»), и свидетельства о поверке СИ, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверяемая подписью поверителя и знаком поверки, с указанием даты поверки с остаточным сроком действия не менее $2/3$ межповерочного интервала на момент начала пуско-наладочных работ (ПНР);
- методики поверки СИ;
- заводской паспорт;
- руководство (инструкция) по эксплуатации, монтажу, настройке и техническому обслуживанию на русском языке.

При необходимости, в комплект поставки СИ включены соответствующие инструменты и вспомогательные оборудование (калибраторы, HART и т.д.) и программное обеспечение для конфигурации и настройки, ЗИП.

Комплект документации на каждую СИКГ (К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002) должен включать конструкторскую, разрешительную и исполнительную документацию, в том числе:

- перечень эталонов (допускается один перечень на две СИКГ);
- методика измерений (МИ), утвержденная и аттестованная в установленном порядке, свидетельство об аттестации методики измерений;
- акт реализации методики и проверки состояния и применения средств измерений и соблюдения требований методики измерений;
- положительное экспертное заключение метрологической экспертизы ТЗ на К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002;
- положительное экспертное заключение метрологической экспертизы проекта К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002;
- перечень эталонов;
- паспорт К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002;
- копия акта ввода К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002 в промышленную эксплуатацию;
- эксплуатационная документация на СИ и оборудование, входящие в состав К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002;
- акты проверок герметичности запорной арматуры;
- акты измерений прямолинейных участков и внутренних диаметров ИЛ;

- акт установки преобразователей расхода;
- ТЗ и проект на К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002;
- свидетельства о поверке СИ в составе К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002 (сведения о поверке из Федерального информационного фонда по обеспечению единства измерений - ФГИС «АРШИН»);
- иная документация в соответствии с требованиями нормативных документов на данные системы.

Полный перечень эксплуатационной документации на К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002 определяется действующими нормативными документами к таким системам.

Комплект документации на узлы учета газа в составе арматурного блока указан в ОЛ на арматурный блок.

7.11.5 Требования к системам измерений количества и параметров газа (К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002) и узлу учета в составе арматурного блока

В проекте предусмотрены две системы измерений количества и параметров газа (К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002).

В К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002 предусматривается следующий объем автоматизации:

- измерение расхода газа в рабочих условиях;
- измерение объема газа в рабочих условиях;
- измерение температуры газа;
- измерение абсолютного давления газа;
- вычисление объема и расхода газа, приведенного к стандартным условиям;
- автоматическое визуальное отображение информации о значениях измеряемых параметров;
- автоматический контроль значений измеряемых величин, предупредительная сигнализация при их выходе за допускаемые пределы;
- автоматическая регистрация отклонений от заданного режима работы К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002;
- формирование и хранение отчетов результатов измерений за отдельные периоды (час, сутки, месяц, год).

В К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002 реализован косвенный метод динамических измерений с применением ультразвуковых преобразователей расхода (опросный лист ТЫМФ1-ИНФР-АК01-ОЛ-002).

На К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002 разработаны, утверждены и аттестованы методики измерений, с последующим внесением в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений. Перед вводом в эксплуатацию предоставить акт проверки состояния и применения средств измерений и соблюдения требований методики измерений.

Техническое задание (далее – ТЗ) и проектная документация на К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002 должны пройти метрологическую экспертизу на стадии проектирования в соответствии с РМГ 63-2003 и иметь положительное заключение метрологической экспертизы.

Метрологическую экспертизу ТЗ и проектной документации проводят аккредитованные в установленном порядке организации.

Алгоритмы и программы расчета плотности газа в стандартных и рабочих условиях и коэффициента сжимаемости, применяемые в вычислителе, должны учитывать особенности физико-химических показателей газа и существующих в данной области нормативных документов. Вычислительный компонент должен быть защищен от несанкционированного вмешательства, которое может повлиять на результаты измерений расхода и объема газа, на формирование и сохранение архивов.

СИКГ, используемые в сфере государственного регулирования, проходят испытания в целях утверждения типа, с последующей выдачей сертификата об утверждении типа с внесением сведений в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

При проектировании К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002 руководствуются требованиями Приказа Минэнерго России от 30.12.2013г. № 961, ОСК 20.02, ТПР-20.02.01-34, СТО Газпром 5.37-2020, требованиями других нормативных документов в области обеспечения единства измерений и НМД Заказчика.

Для измерения объема добываемого природного газа, приведенного к стандартным условиям, запроектированы технологические узлы учета в составе арматурного блока.

В составе узла учета арматурного блока применяется ультразвуковой расходомер накладного типа, с вычислительным блоком.

В состав узла учета арматурного блока входит кабель для подключения расходомера к вычислителю.

7.11.6 Требования к методикам измерений

Измерения, выполняемые в сфере государственного регулирования должны выполняться по методикам измерений, разработанным, утвержденным и аттестованным в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563-2009 «Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений».

Прямые измерения выполняются средствами измерений утвержденных типов, при этом методики измерений должны быть внесены в состав эксплуатационной документации применяемых средств измерений. Подтверждение соответствия этих методик измерений обязательным метрологическим требованиям к измерениям осуществляется в процессе утверждения типов средств измерений.

На К27-СИКГ-001 и К27-СИКГ-002 в обязательном порядке должны быть разработаны, утверждены и аттестованы в установленном порядке методики измерений с внесением в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Аттестация методик измерений проводится в соответствии с Приказом Минпромторга России 15.12.2015 г. № 4091 «Об утверждении порядка аттестации первичных референтных методик (методов) измерений, референтных методик (методов) измерений и методик (методов) измерений и их применения».

7.11.7 Требования к метрологическому обеспечению систем измерений

Метрологическое обеспечение систем измерений осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596-2002, Федерального закона от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ и включает в себя:

- проведение метрологической экспертизы ТЗ и проекта систем измерений;
- использования средств измерений, включенных в Федеральный информационный фонд обеспечения единства измерений, допущенных к применению на территории Российской Федерации, имеющих сертификаты (свидетельства) об утверждении типа средств измерений;
- проведения испытаний систем измерений (применяемых в сфере государственного регулирования) в целях утверждения типа;
- проведения нормирования, расчета метрологических характеристик измерительных каналов (ИК), СИ и систем измерений;
- проведение поверки ИК и СИ, систем измерений (используемых в сферах государственного регулирования);
- проведение калибровки ИК и СИ, систем измерений (используемых вне сферы государственного регулирования);
- применения аттестованных методик измерений;

– метрологического надзора за выпуском, монтажом, наладкой, состоянием и применением систем измерений.

ИК систем измерений, входящие в сферу государственного регулирования подлежат поверке. Должна быть обеспечена возможность поэлементной поверки ИК.

ИК систем измерений, не предназначенные для применения в сфере государственного регулирования, подлежат калибровке. Должна быть обеспечена возможность поэлементной калибровки ИК.

В составе проектной документации на системы измерений предусмотреть разработку раздела «Метрологическое обеспечение» с указанием следующих сведений:

- номенклатура параметров, подлежащих измерению и контролю;
- перечень, назначение, типы и основные технические и метрологические характеристики применяемых средств измерений;
- численные значения допускаемых погрешностей измерений СИ;
- перечень, типы и метрологические характеристики рабочих эталонов, необходимых для метрологического обеспечения процессов измерений;
- номенклатура НД, регламентирующей методы и методики измерений;
- номенклатура НД, необходимой для метрологического обеспечения процессов измерений, включая методики поверки средств измерений.
- перечень необходимого ремонтного, сервисного, поверочного и калибровочного оборудования.

8 Описание комплекса технических средств

8.1 Приборы и средства автоматизации

Датчики, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, предусматриваются во взрывозащищенном исполнении с уровнем взрывозащиты не ниже группы ПВ по требованиям ПУЭ.

При этом для датчиков со стандартным электрическим выходным сигналам используется вид взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» (Exd), для датчиков с дискретным выходом типа «сухой» контакт-вид взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» (Exd).

Степень защиты приборов, размещаемых на открытых площадках, предусматривается не ниже IP65, внутри помещений не ниже IP44.

Все датчики, приборы, исполнительные механизмы, кабельная продукция и монтажные изделия, монтируемые непосредственно на технологических площадках, имеют соответствующее исполнение ХЛ 1 по условиям окружающей среды.

Для дистанционного измерения температуры применяются платиновые термопреобразователи сопротивления с термокарманами из нержавеющей стали в комплекте с датчиками температуры.

Для местного измерения и индикации температуры применяются настраиваемые биметаллические термометры.

Предусмотрены местные показывающие манометры, оборудованные разделителями сред и/или трехходовыми вентильными сборками.

Датчики давления устанавливаются на трубопроводах и емкостях через штуцер и вентильный блок и предусматривают использование термочехла (для обогрева прибора, вентили и штуцера).

Для отборного устройства для манометров, имеющий в составе импульсную трубку, предусматривается электрообогрев.

В качестве расходомеров используются ультразвуковые расходомеры фланцевого монтажа интегрального исполнения. В составе арматурного блока применяются

ультразвуковые расходомеры накладного типа, допускается установка вычислительного блока на корпусе расходомера.

Присоединительные размеры приборов температуры, защитных термокарманов и давления к процессу должны быть М20х1,5 по ГОСТ 25164-96.

Резьбовое присоединение датчиков уровня, а также датчиков температуры, монтируемых на технологических емкостях, осуществляется через бобышки.

Все применяемые датчики и измерительные преобразователи, расположенные вне помещений на открытом воздухе, оборудуются электрообогреваемыми термочехлами.

Проектом предусматривается наличие переносных газоанализаторов для персонала для контроля воздушной среды рабочей зоны.

8.2 Размещение и монтаж приборов, трубных и электрических проводок

Местные приборы и датчики системы автоматизации размещаются непосредственно на технологическом оборудовании. Вторичная аппаратура и контроллеры, а также коммуникационное оборудование - в щитах контроля и управления, размещаемых в блоке автоматики.

Датчики и первичные преобразователи соединяются со щитами контроля и управления контрольным кабелем.

Для контроля наличия опасных концентраций углеводородных газов в воздухе на открытых площадках, в производственных помещениях применяются оптические датчики контроля загазованности с сигнализацией о превышении допустимой нормы. Высота установки определяется в зависимости от плотности веществ. На открытых площадках предусматривается свето-звуковая сигнализация возникновения загазованности (20% и 50% НКПРП). В помещениях и зданиях, оборудованных автоматическими газоанализаторами, предусматривается свето-звуковая сигнализация о возникновении загазованности (10% и 40% НКПРП).

В качестве кабельных линий от первичных датчиков и исполнительных механизмов применяются бронированные кабели. Для измерительных цепей используются экранированные кабели с медными жилами. Сигналы последовательной передачи данных от ЛСУ передаются по кабелям типа «витая пара».

В производственных помещениях кабели прокладываются по кабельным конструкциям в лотках, коробах и трубах по стенам зданий и кабельных каналах. Кабели, прокладываемые внутри и вне помещений, имеют исполнение нг(А)-LS. Контрольные кабели для приборов внутри и вне помещений взяты с изоляцией и оболочкой из трудногорючего материала – поливинилхлоридного пластика. Проектом предусматриваются унифицированные кабельные вводы с уплотнениями для ввода кабелей в здания.

Кабели КИП и ПС маркировать металлическими бирками. Предусмотреть механическую защиту кабелей, расположенные в местах, где возможны механические повреждения (передвижение автотранспорта, механизмов и грузов, доступность для посторонних лиц), по высоте на 2 м от уровня пола.

Вне помещений кабели прокладываются по проектируемым эстакадам в лотках и в коробах. По эстакадам с трубопроводами с горючими газами и ЛВЖ кабельные проводки прокладываются на расстоянии не менее 0,5 м от трубопроводов. Кабели прокладываются по проходным и непроходным кабельным эстакадам совместно с технологическими трубопроводами (при условии выполнения противопожарных мероприятий в соответствии с требованиями п. 7.3.121 ПУЭ. Кабели, резервирующие друг друга, прокладываются на разных полках эстакады с расстоянием между ними не менее 600 мм.

Конструкция проектируемой кабельной эстакады предусматривается строительной частью проекта и соответствует требованиям СП 18.13330.2019 и требованиям ПУЭ.

При прокладке кабельных линий в металлических коробах кабельные линии уплотняются негорючими материалами и разделяются перегородками огнестойкостью не менее 0,75 ч в следующих местах:

- при входе в другие кабельные сооружения;
- на горизонтальных участках кабельных коробов через каждые 30 м, а также при ответвлениях в другие короба основных потоков кабелей;
- на вертикальных участках кабельных коробов через каждые 20 м.

Кабельные линии от технологических датчиков и исполнительных механизмов до контроллерного оборудования имеют 2-4 резервные жилы.

Электрооборудование, размещенное во взрывоопасных зонах, должно быть заземлено отдельной жилой кабеля, независимо от уровня напряжения.

Экраны кабелей заземляются только со стороны щитов управления во избежание образования контуров распространения помех.

Кабельные конструкции, площадки обслуживания, технологическое оборудование и блок-боксы заземляются в соответствии с проектной документацией на силовое электрооборудование.

8.3 Питание технических средств системы управления

Электроснабжение системы АСУТП предусматривается по особой группе первой категории.

Питание средств системы автоматики обеспечивается с использованием источников бесперебойного питания, гарантирующих работоспособность системы автоматики при просадках или отсутствии напряжения из-за аварийных ситуаций в системе электроснабжения.

При пропадании основного электропитания ИБП обеспечит функционирование системы не менее 1 часа.

При переходе на электропитание от ИБП в систему управления будет передаваться сигнал «Пропадание основного питания в пункте управления».

При определенном разряде батарей ИБП в систему управления будет передаваться сигнал «Разряд батарей» и будет производиться частичное адресное отключение нагрузки, с целью обеспечения более продолжительного питания контроллеров, оборудования связи, оборудования пожарной и газовой сигнализации.

При полном разряде батарей ИБП в систему управления будет передаваться сигнал «Разряд батарей, отключение» и будет производиться штатное завершение работы системы.

Источники питания технических средств системы управления обеспечиваются соответствующей защитой от всех видов промышленных помех и грозовых разрядов.

8.4 Решения по организации заземления средств автоматизации

Для защиты персонала от поражения электрическим током при повреждении изоляции электроустановки проектом предусматривается заземлением.

Заземление открытых проводящих частей Систем автоматизации необходимо выполнять при номинальных напряжениях выше 25В переменного тока и выше 60В постоянного тока.

Все металлические части шкафов автоматизации заземлены на контур защитного заземления сопротивлением не более чем 4 Ом, для чего на каждом шкафу предусматривается болт защитного заземления и/или шина защитного заземления для металлических корпусов. Проектом предусматриваются мероприятия по организации контура защитного заземления (предусматривается электротехнической частью проекта).

Все применяемые проектом приборы КИП имеют клемму защитного заземления и так же должны иметь соединение с контуром защитного заземления.

Проектом применяется электрооборудование, которое использует землю и уравнивающие провода для передачи сигнала, и обеспечения электромагнитной совместимости ЭМС, а не для обеспечения электробезопасности - называемое функциональное (инструментальное) заземление.

Все электронные средства автоматизации (при необходимости) должны иметь соединение с функциональным (инструментальным) заземлением, для чего проектом предусматриваются шины функционального заземления в каждом шкафу, объединенные в общей точке, на специальной главной шине функционального заземления, которая связана отдельным заземляющим проводником с общим заземлителем или ГЗШ. Значения сопротивления функционального заземления более 4 Ом недопустимы, т.к. увеличивают помехи на измерительные цепи.

Приложение А

Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

1. ПУЭ (Правила устройства электроустановок, шестое издание 1985 г. с изменениями и седьмое издание 1999...2003 г.г.).
2. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Приказ МЧС России от 25.03.2009 г. N 182. С изм. № 1.
3. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020г. № 534 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
4. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. С изм. № 1, 2, 3, 4, 5.
5. ГОСТ 30804.4.2-2013 (ИЕС 61000-4-2:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний
6. ГОСТ 30804.4.3-2013 (ИЕС 61000-4-3:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний
7. ГОСТ 30804.4.4-2013 (ИЕС 61000-4-4:2004) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний
8. Федеральный закон от 26.06.2008г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».
9. Постановление Правительства Российской Федерации от 31.10.2009г. № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации».
10. Приказ Минпромторга России от 28.08.2020г. №2905 «Об утверждении порядка проведения испытаний стандартных образцов или средств измерений в целях утверждения типа, порядка утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений, внесения изменений в сведения о них, порядка выдачи сертификатов об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, формы сертификатов об утверждении типа стандартных образцов или типа средств измерений, требований к знакам утверждения типа стандартных образцов или типа средств измерений и порядка их нанесения».
11. Приказ Минпромторга России от 31.07.2020г. №2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке».
12. Постановление Правительства РФ от 16.11.2020г. №1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».
13. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации (Минэнерго России) от 30.12.2013г. № 961 «Об утверждении Правил учета газа».
14. Технический регламент Таможенного Союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования».
15. Технический регламент Таможенного Союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».
16. ГОСТ 2939-63 Газы. Условия для определения объема.
17. ГОСТ 31370-2023 Газ природный. Руководство по отбору проб.

18. ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений.

19. ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

20. ГОСТ 8.417-2024 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Единицы величин.

21. ГОСТ 8.611-2024 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Расход и объем газа. Методика (метод) измерений с применением ультразвуковых преобразователей расхода.

22. ГОСТ Р 8.654-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения.

23. ГОСТ Р 8.741-2019 Государственная система обеспечения единства измерений. Объем природного газа. Общие требования к методикам измерений.

24. ГОСТ Р 8.883-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Программное обеспечение средств измерений. Алгоритмы обработки, хранения, защиты и передачи измерительной информации. Методы испытаний.

25. Р 50.2.077-2014 Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка обеспечения защиты программного обеспечения.

26. ГОСТ 24.104-2023 Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.

27. ГОСТ 34.201-2020 Информационная технология (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем. С изм. № 1.

28. ГОСТ Р 59793-2021 Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.

29. ГОСТ 34.602-2020 Информационная технология (ИТ). Комплекс стандартов по автоматизированным системам. Техническое задание на создание автоматизированной системы.

30. ГОСТ 19.701-90 (ISO-5807-85) Единая система программной документации. Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Обозначения условные и правила выполнения

31. ГОСТ 31610.0-2019 (МЭК 60079-0:1998). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования.

32. ГОСТ Р 50571.4.41-2022 (МЭК 60364-4-41:2005). Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Требования для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током.

33. ГОСТ Р МЭК 60073-2000. Интерфейс человекомашинный. Маркировка и обозначения органов управления и контрольных устройств. Правила кодирования информации.

34. ТПР-20.02.01-34 Автоматизация объекта нефтедобычи. Система измерений количества и показателей качества газа (СИКГ).

35. ОСК 20.02 Измерительные системы. Общие технические и метрологические требования.

36. СК-01.07.05 «Стандарт на процесс. Организация пусконаладочных работ на вводимых в эксплуатацию, строящихся и реконструируемых объектах обустройства».

37. ОСК-15.05.01.01 «Формирование концепции промышленной автоматизации БРД» (версия 2.0).

38. М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД» (версия 2.0).

39. М-15.05.01.01.01-01 «Архитектура систем промышленной автоматизации в части АСУ ТП БРД» (версия 1.0).

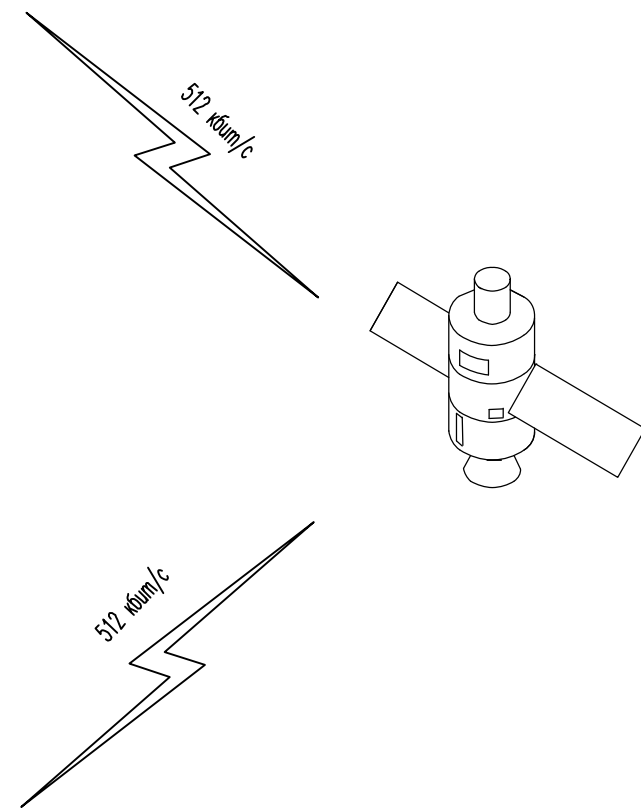
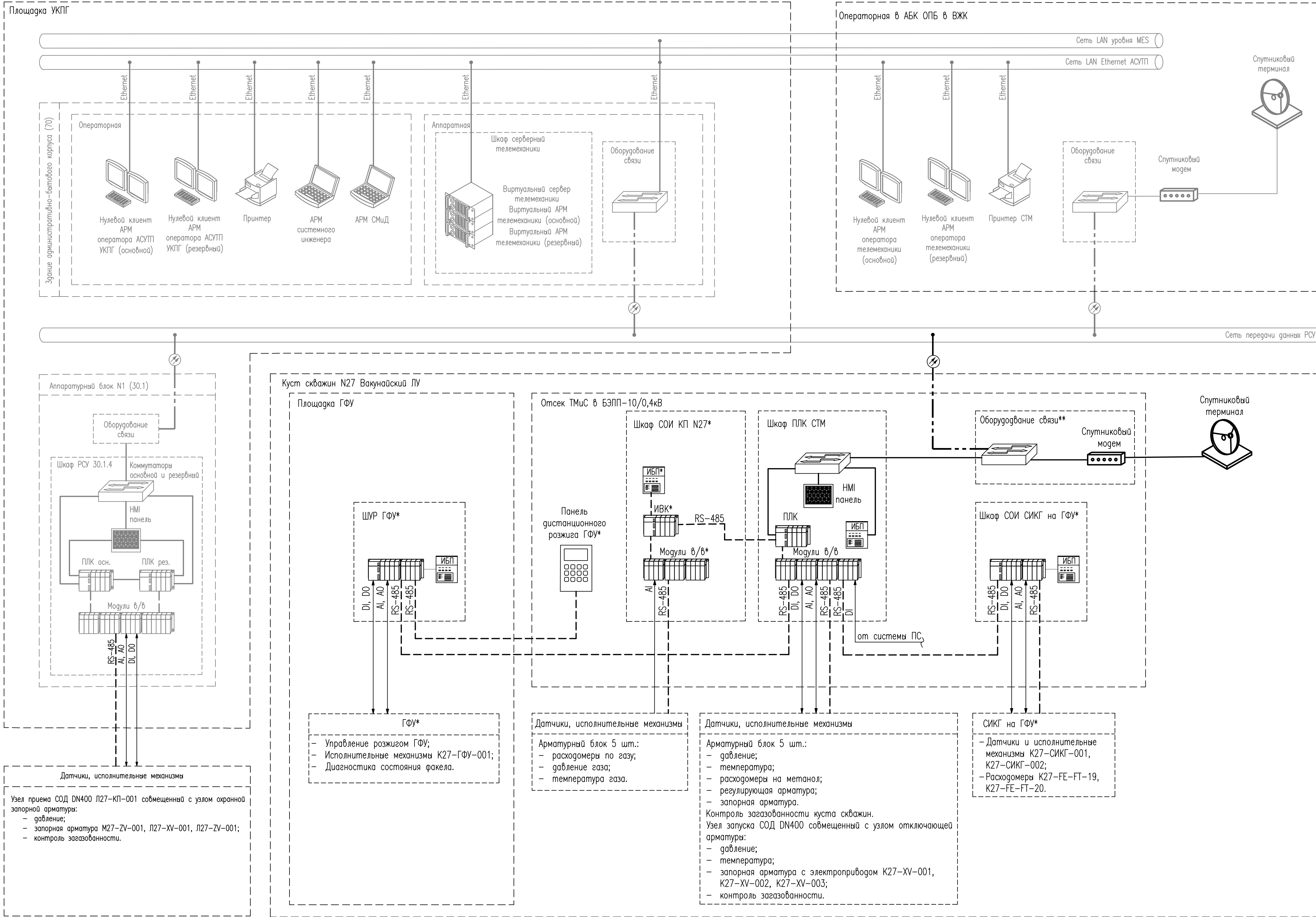
40. М-15.05.02.01.01-02 «Требования к человеко-машинному интерфейсу на базе ситуационного информирования (версия 2.0)».

41. КТ-610 Перечень производителей оборудования и программного обеспечения систем промышленной автоматизации и метрологического обеспечения, применяемого в БРД ПАО «Газпромнефть».

42. СТО Газпром 5.37-2020 Обеспечение единства измерений. Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода, объема и энергосодержания природного газа.


43. СТО Газпром 5.38-2021 Обеспечение единства измерений. Статус узлов измерений расхода и количества природного газа и жидких углеводородов. Основные положения и критерии.

Примечание - При пользовании настоящими техническими требованиями целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования - на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяют в части, не затрагивающей эту ссылку.



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ	
Обозначение	Наименование
	Волоконно-оптическая линия связи
	Линия связи сети Ethernet
	Кабельные линии связи
	Канал последовательной передачи данных (шины)
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ИБП	Источник бесперебойного питания
ПС	Пожарная сигнализация
АРМ	Автоматизированное рабочее место
СОИ	Система обработки информации
СИКГ	Система измерения количества газа
ГФУ	Горизонтальная факельная установка

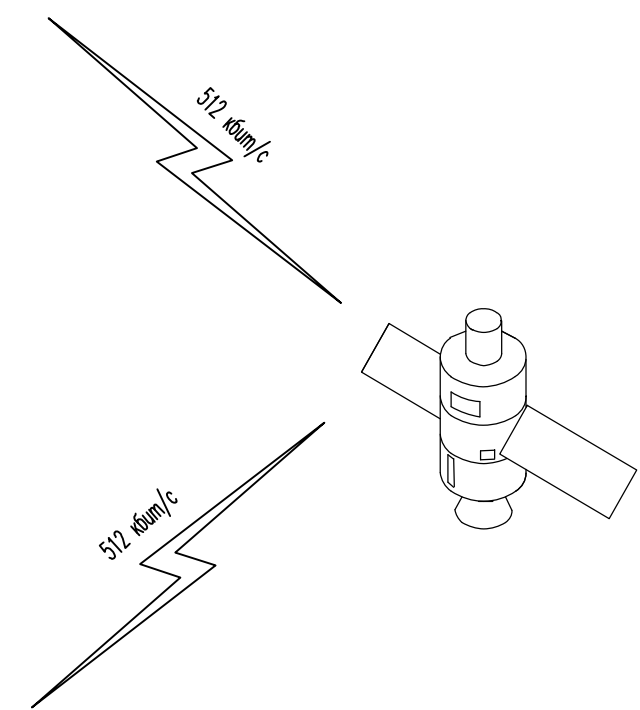
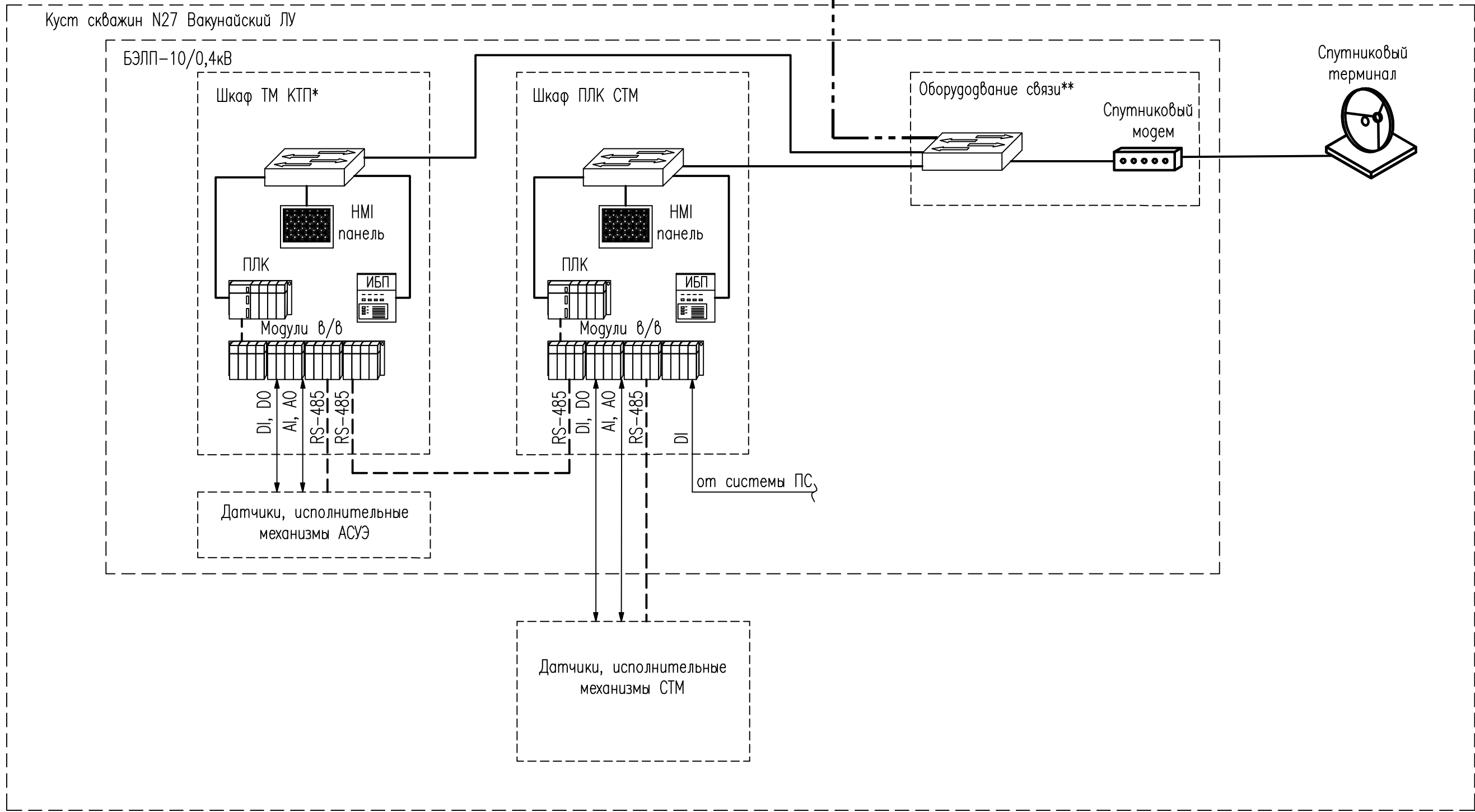
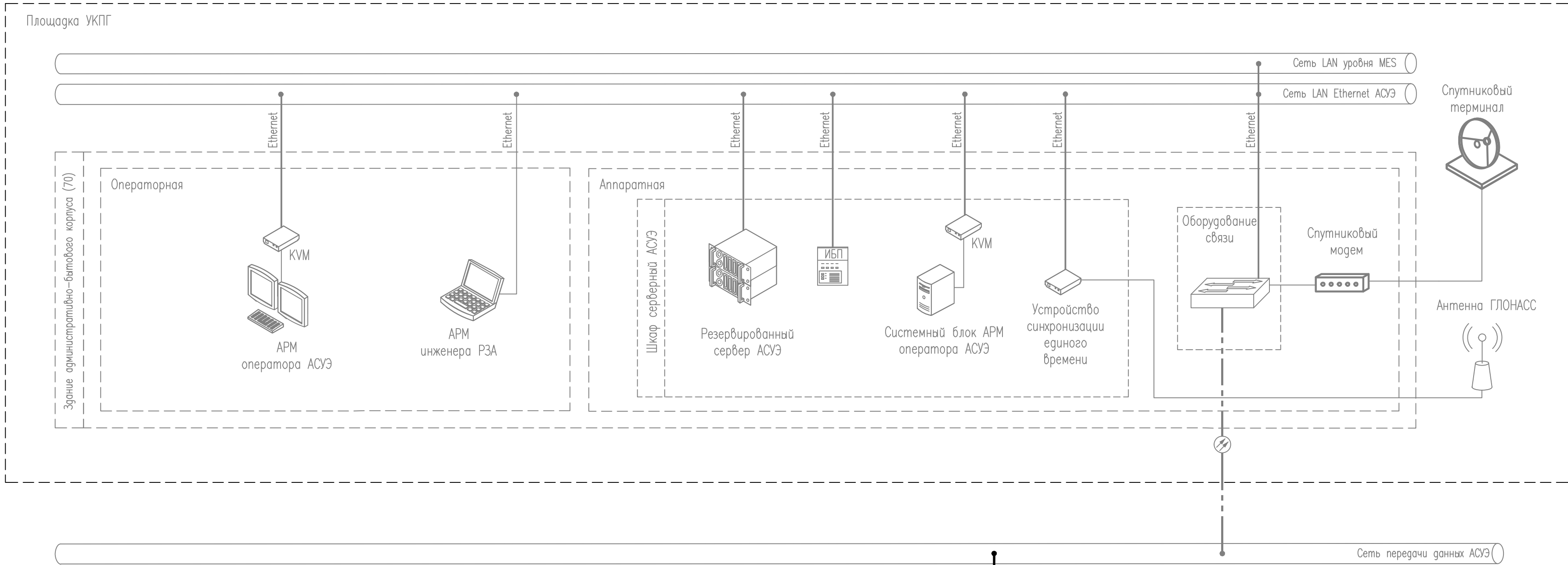
1. Тонкой серой линией показано существующее оборудование, предусмотренное проектом ЧОНФ.ГАЗ-УКПГ-П-ТХ.02.01 "Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)".
2. * Комплектная поставка.
3. ** Оборудование предусматривается разделом "Связь и сигнализация".
4. Установка АРМ СТМ с полным функционалом, включая технологическое управление, выполняется в операторной АБК ОПБ в ВЖК.

					ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-001				
					Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин N27				
4	-	Зам.	0276-25	<i>МФ</i>	28.11.25				
Изм.	Колуч.	Лист	N'ок.	Погр.	Дата				
Разраб.	Шуаева	<i>Шуаева</i>			28.11.25	Стадия	Лист	Листов	
Проверил	Судникова	<i>Судникова</i>			28.11.25	П		1	
Гл. спец.	Захаров	<i>З</i>			28.11.25				
Н. контр.	Поликашина	<i>Поликашина</i>			28.11.25	Схема структурная СТМ			 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
ГИП	Шибанов	<i>Шибанов</i>			28.11.25				

Верхний уровень

Средний уровень

Полевой уровень



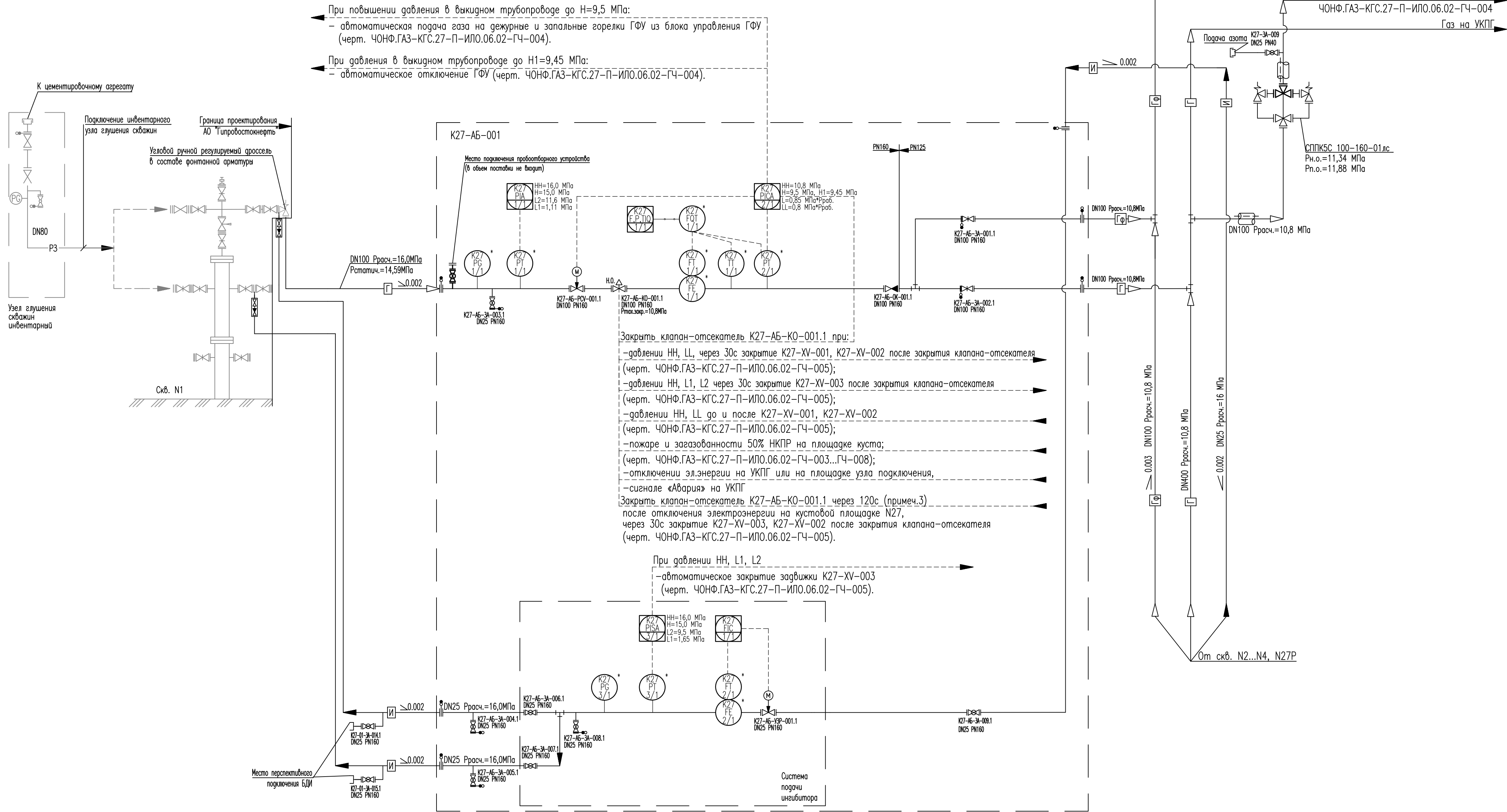
УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Волоконно-оптическая линия связи
	Линия связи сети Ethernet
	Кабельные линии связи
	Канал последовательной передачи данных (шины)
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ИБП	Источник бесперебойного питания
ПС	Пожарная сигнализация
АРМ	Автоматизированное рабочее место
СОИ	Система обработки информации
СИКТ	Система измерения количества газа
ГФУ	Горизонтальная факельная установка

- Тонкой серой линией показано существующее оборудование, предусмотренное проектом ЧОНФ.ГАЗ-УКПГ-П-ТХ.03.00 "Обустройство Тамбуканского нефтегазоконденсатного месторождения. Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)".
- * Комплектная поставка.
- ** Оборудование предусматривается разделом "Связь и сигнализация".

							ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-002
							Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин N27
З	-	Зам.	8591-25		08.10.25		
Изм.	Колуч.	Лист	N'ок.	Погр.	Дата		
Разраб.	Шугаева				08.10.25		
Проверил	Суднищна				08.10.25		
Гл. спец.	Захаров				08.10.25		
Н. контр.	Поликашина				08.10.25		
ГИП	Шибанов				08.10.25		
						Схема структурная АСУЭ	

Согласовано		Согласовано	
ТОС/ПНП		КОМ/КВ	
Взам. инв. N		Лист	
Подп. и дата		03.10.25	
Мф. N подг.			



ПОЗ.	ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ.	МАССА ЕД. КГ.	ПРИМЕЧ.
K27-ТТ-1/1*		Датчик температуры Маркировка по взрывозащите Exd	1		В комплекте с термочехлом
K27-РТ-1/1* K27-РТ-3/1*		Датчик давления Маркировка по взрывозащите Exd	3		В комплекте с термочехлом
K27-РГ-1/1* K27-РГ-3/1*		Манометр показывающий	2		
K27-FE-1/1* K27-FE-FT-2/1*		Расходомер Маркировка по взрывозащите Exd	2		В комплекте с термочехлом
K27-АТ-1/4		Датчик обнаружения углеводородных газов, метан Маркировка по взрывозащите Exd	1		
K27-НА-1/4		Оповещатель светозвуковой "Газ" комбинированный. Маркировка по взрывозащите Exd	1		
K27-НС-1/4		Кнопочный пост управления Маркировка по взрывозащите Exd	1		

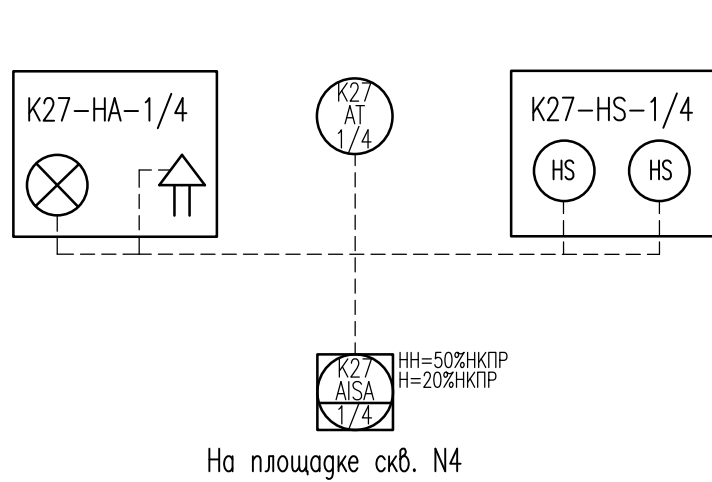
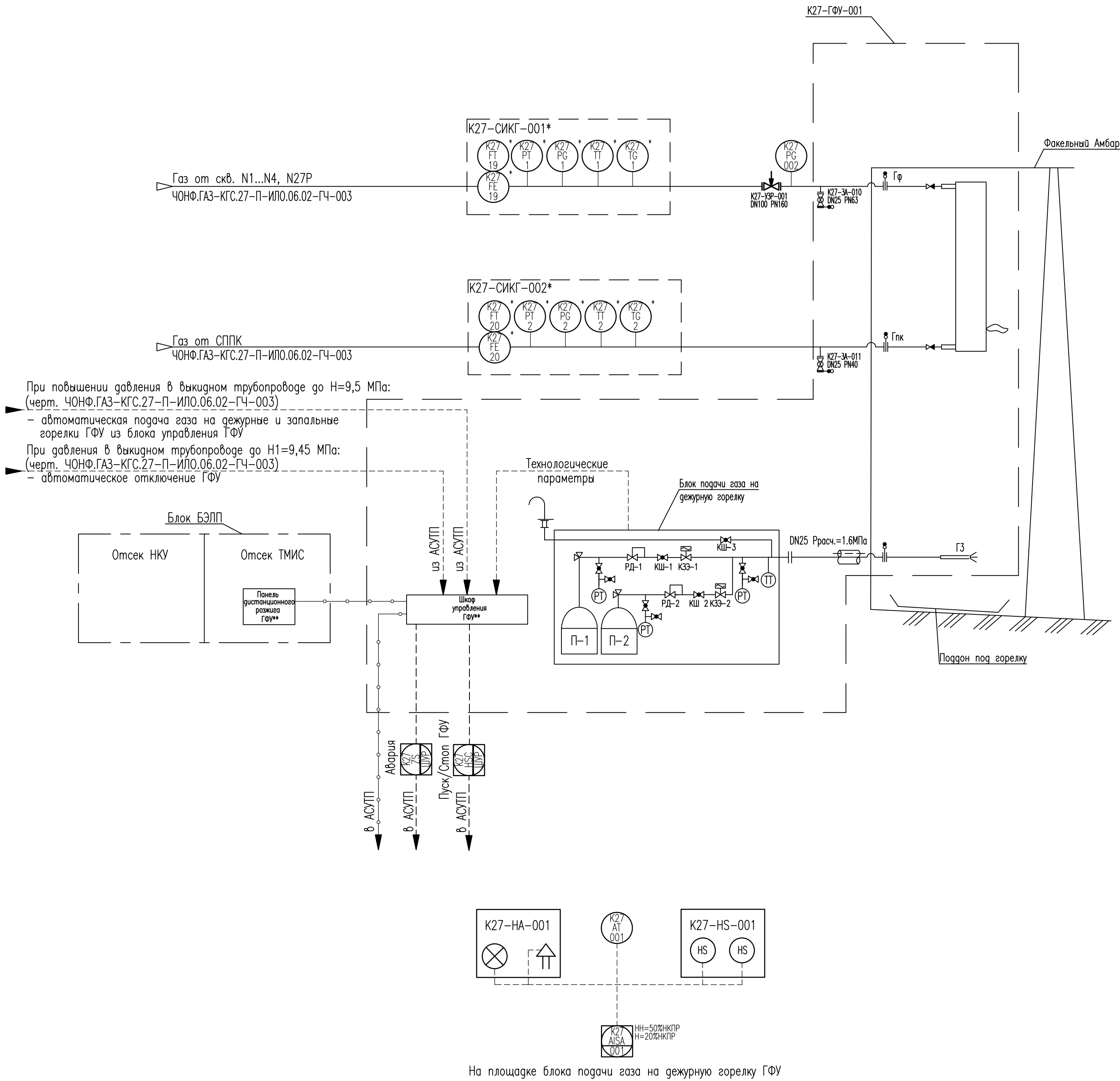


Таблица применимости для газозаводности на площадках скважин					
	Скв. N1	Скв. N2	Скв. N3	Скв. N4	Скв. N27P
АТ	K27-АТ-1/1	K27-АТ-1/2	K27-АТ-1/3	K27-АТ-1/4	K27-АТ-1/5
НА	-	-	-	K27-НА-1/4	K27-НА-1/5
НС	-	-	-	K27-НС-1/4	K27-НС-1/5

1. Схема автоматизации выполнена для скважины N1. Для скважин N2...4, N27P схема аналогична, с учетом изменения позиционных обозначений X/1 на X/2...4, скв.N27P - X/5.
2. * Комплектная поставка.
3. Величина (120с) может быть изменена по результатам опытно-промышленной эксплуатации месторождения.
4. Условные обозначения технологического оборудования, в том числе запорной и регулирующей арматуры представлены в томе 4.6.1 Часть 1. Куст скважин. Технологические решения на чертеже ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-001.

ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-003					
"Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин N 27"					
Изм.	Колуч.	Лист	№рек.	Погр.	Дата
3	-	Зам.	8591-25	Вел	03.10.25
Разраб.	Валкова	Вел			03.10.25
Проверил	Зорькина	Вел			03.10.25
Гл. спец.	Захаров	Вел			03.10.25
Н. контр.				Полякошина	03.10.25
ГИП				Шибанов	03.10.25
Куст скважин N27. Скважина N1. Схема автоматизации функциональная				ГИПРОВСТОКНЕФТЬ	
Формат А1				Файл ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-003_3.dwg	

Инф. N подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N	Согласовано		Согласовано	
			ТОС/ПН/г	Колманов	03.10.25	
</						



ПОЗ.	ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ.	МАССА ЕД. КГ	ПРИМЕЧ.
K27-PG-002		Манометр показывающий	1		
K27-AT-001		Датчик обнаружения углеводородных газов, метан Маркировка по взрывозащите Exd	1		
K27-NA-001		Оповещатель светозвуковой "Газ" комбинированный. Маркировка по взрывозащите Exd	1		
K27-HS-001		Кнопочный пост управления Маркировка по взрывозащите Exd	1		
K27-SIKG-001* в составе:					
K27-FE-FT-19*		Расходомер Маркировка по взрывозащите Exd	1		В комплекте с термочехлом
K27-PT-1*		Датчик давления Маркировка по взрывозащите Exd	1		В комплекте с термочехлом
K27-TT-1*		Датчик температуры Маркировка по взрывозащите Exd	1		В комплекте с термочехлом
K27-PG-1*		Манометр показывающий	1		
K27-TG-1*		Термометр показывающий	1		
K27-SIKG-002* в составе:					
K27-FE-FT-20*		Расходомер Маркировка по взрывозащите Exd	1		В комплекте с термочехлом
K27-PT-2*		Датчик давления Маркировка по взрывозащите Exd	1		В комплекте с термочехлом
K27-TT-2*		Датчик температуры Маркировка по взрывозащите Exd	1		В комплекте с термочехлом
K27-PG-2*		Манометр показывающий	1		
K27-TG-2*		Термометр показывающий	1		

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

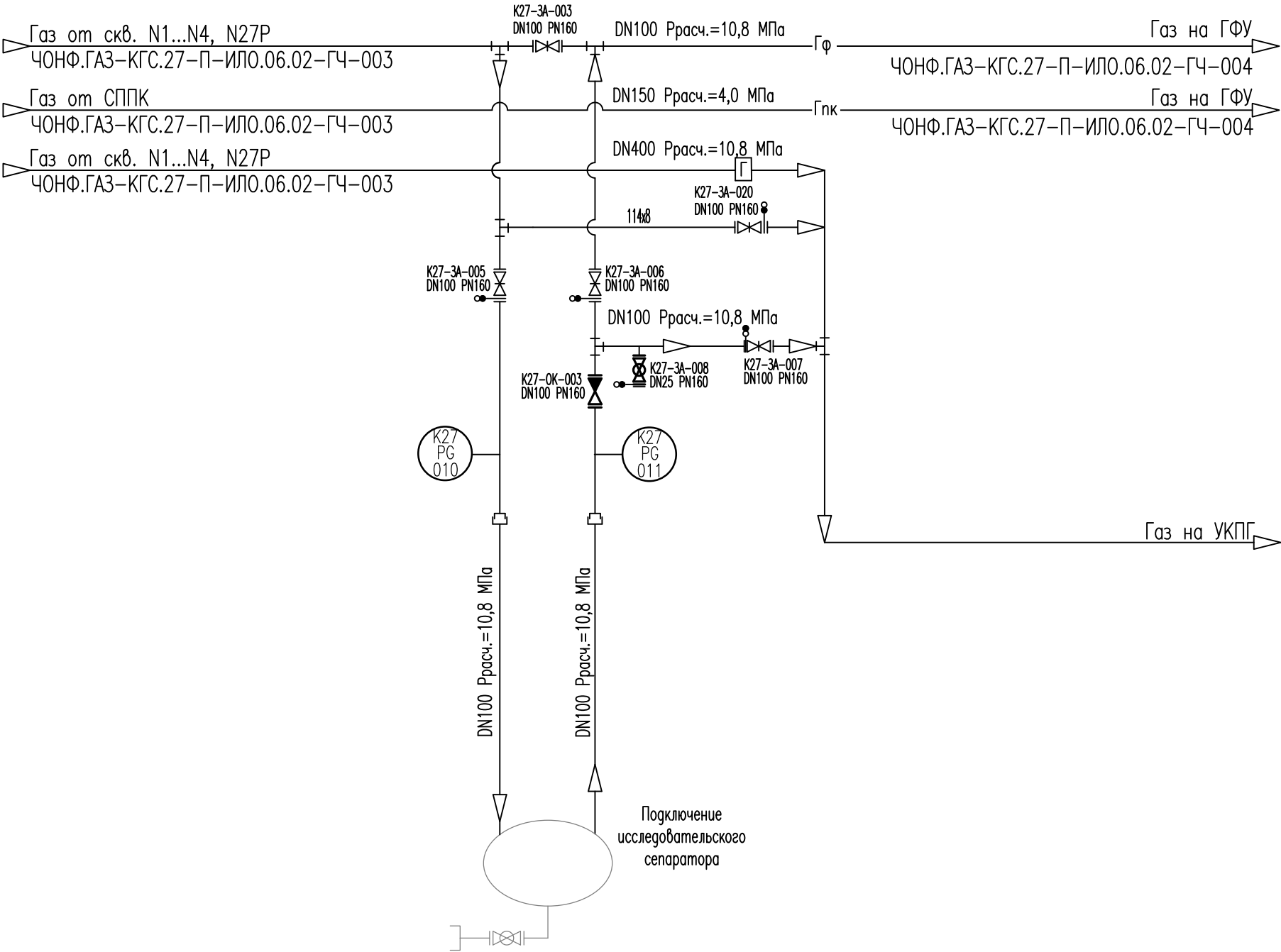
Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
K27-ГФУ-001	Горизонтальная факельная установка	1	Ррасч.=16,0 МПа	

- * Комплектная поставка в составе K27-SIKG-001, K27-SIKG-002.
КИП в составе СИКГ смотреть в спецификации на чертеже.
- ** Комплектная поставка в составе K27-ГФУ-001.
- Условные обозначения технологического оборудования, в том числе запорной и регулирующей арматуры представлены в томе 4.6.1 Часть 1. Куст скважин. Технологические решения на чертеже ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.01-ГЧ-001.


ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-004						
"Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин N 27"						
3	-	Зам.	8591-24	03.10.25		
Изм.	Кол.уч.	Лист	Nгок.	Погн.	Дата	
Разраб.	Волкова	03.10.25				
Проверил	Зорькина	03.10.25				
Гл.спец.	Захаров	03.10.25				
					03.10.25	
Н.контр.					03.10.25	
ГИП					03.10.25	
Горизонтальная факельная установка K27-ГФУ-001. Схема автоматизации функциональная					СТАГИЯ	
					П	1
					ЛИСТ	
					ЛИСТОВ	

Согласовано				03.10.25	
ТОС и ТИГ				Колмыков	
Взам. инв. N					
Подп. и дата					
Инв. N подл.					

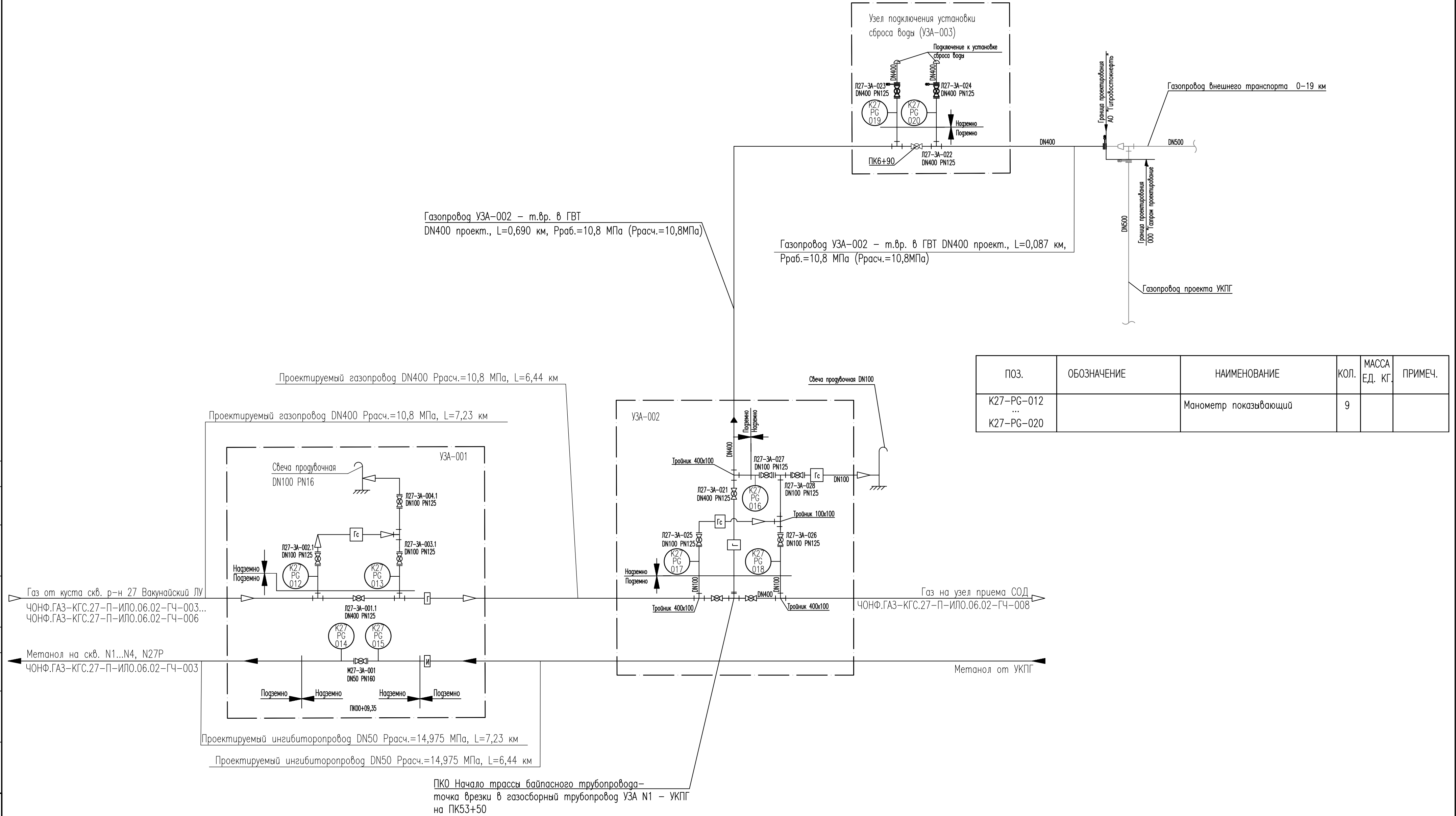
ПОЗ.	ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ.	МАССА ЕД. КГ	ПРИМЕЧ.
K27-PG-010 K27-PG-011		Манометр показывающий	2		



1. Условные обозначения технологического оборудования, в том числе запорной и регулирующей арматуры представлены в томе 4.6.1 Часть 1. Куст скважин. Технологические решения на чертеже ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.01-ГЧ-001.

						ЧОНФ.ГАЗ–КГС.27–П–ИЛО.06.02–ГЧ–006			
						"Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин N 27"			
3	–	Зам.	8591–24	<i>Def</i>	03.10.25				
Изм.	Кол.уч.	Лист	N'док.	Подп.	Дата				
Разраб.	Волкова			<i>Def</i>	03.10.25	Стадия		Лист	Листов
Проверил	Зорькина			<i>ВЗОН</i>	03.10.25	П			1
Гл.спец.	Захаров			<i>З</i>	03.10.25				
						<div> ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ</div>			
Н.контр.	Поликашина			<i>Поли</i>	03.10.25				
ГИП	Шибанов			<i>Шиб</i>	03.10.25				
Площадка для подключения исследовательского сепаратора. Схема автоматизации функциональная									

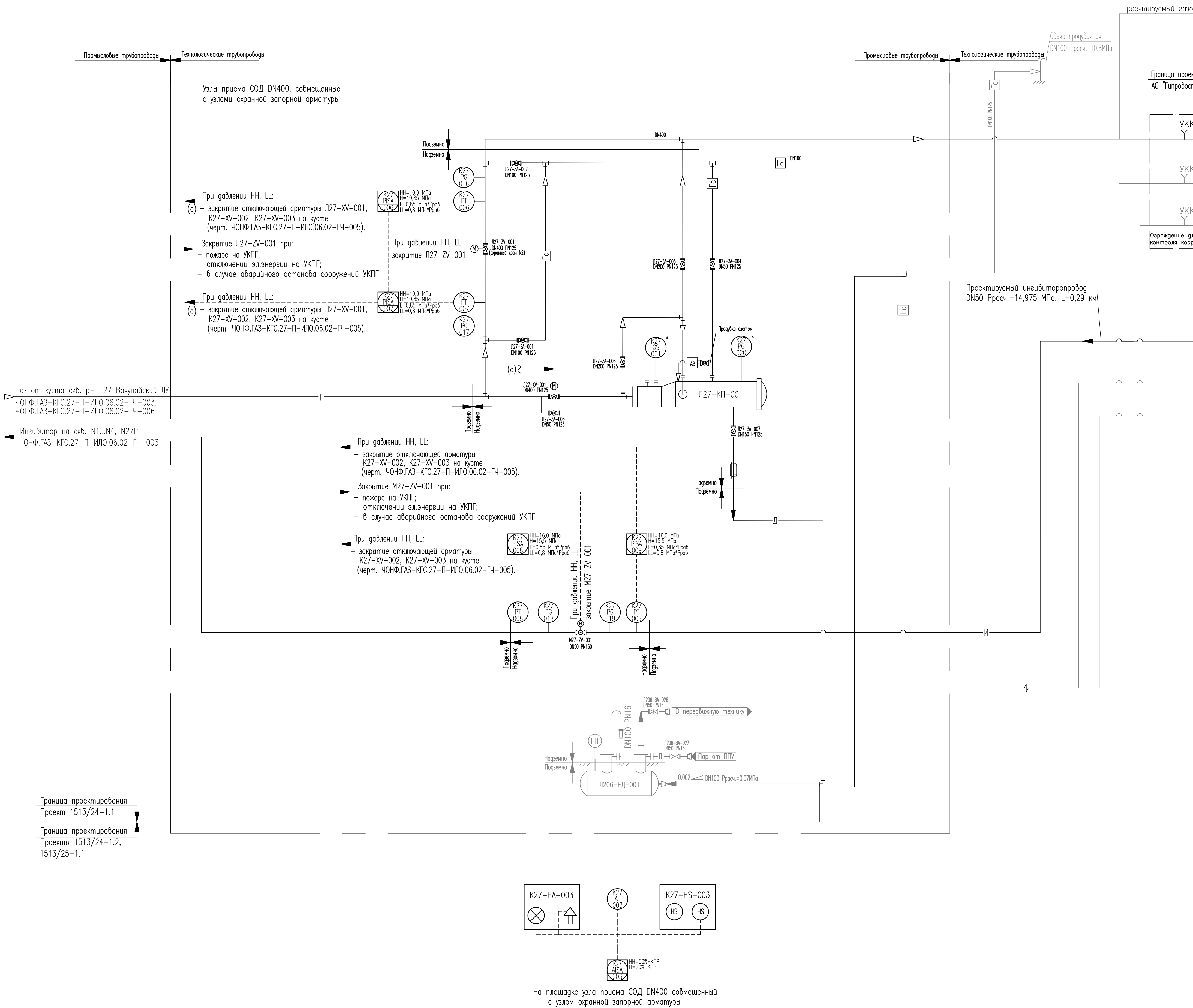
Согласовано					
	03.10.25				
Согласовано ТОО «ИНИГ					
	Лопатин				
Взам. инв. N					
Подг. и дата					
Инф. N подл.					



ПОЗ.	ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ.	МАССА ЕД. КГ	ПРИМЕЧ.
K27-PG-012 ... K27-PG-020		Манометр показывающий	9		

1. Условные обозначения технологического оборудования, в том числе запорной арматуры представлены в томе 3.1.2 Книга 2. Графическая часть, на чертеже ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ТКР.01.02-ГЧ-002.

ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-007						
"Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин N 27"						
3	-	Зам.	8591-25	Вол	03.10.25	
Изм.	Кол.уч.	Лист	N'гок.	Погл.	Дата	
Разраб.	Волкова	Вол			03.10.25	
Проверил	Зорькина	Вол			03.10.25	
Гл. спец.	Захаров	Вол			03.10.25	
					03.10.25	
Н. контр.	Поликашина	Вол			03.10.25	
ГИП	Шибанов	Вол			03.10.25	
Узлы запорной арматуры УЗА-001, УЗА-002, УЗА-003. Схема автоматизации функциональная				ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
Стадия		Лист		Листов		
П				1		

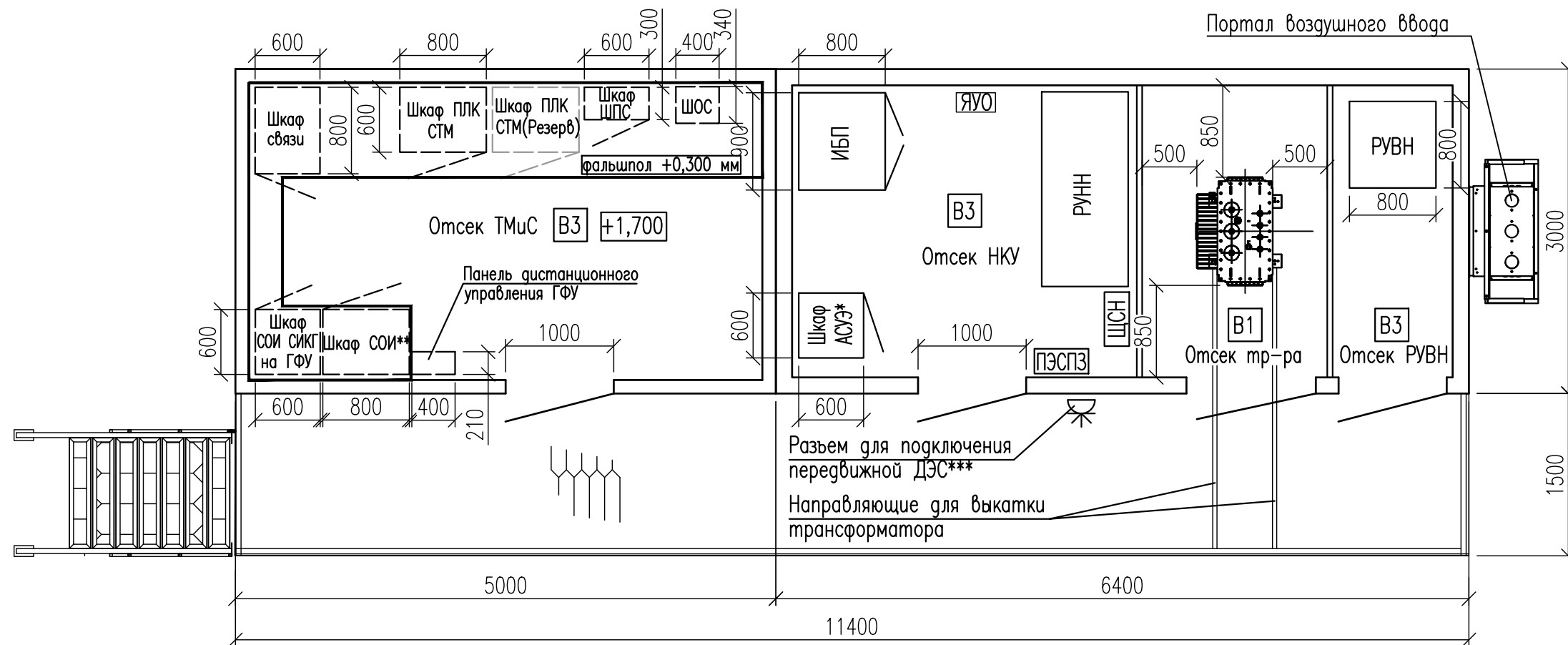
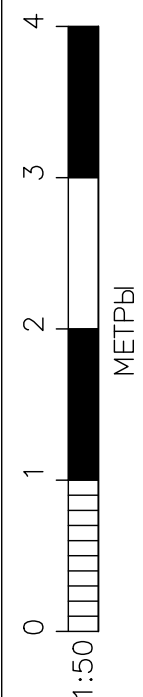


ПОЗ.	ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ.	МАССА ЕД. КГ.	ПРИМЕЧ.
K27-PT-006 K27-PT-009		Датчик давления Маркировка по взрывозащите Exd	4		В комплекте с термочехлом
K27-PG-016 ... K27-PG-020*		Манометр показывающий	5		
K27-GS-001*		Механический сигнализатор прохождения очистного устройства	1		
K27-AT-003		Датчик обнаружения углеводородных газов, метан Маркировка по взрывозащите Exd	1		
K27-HA-003		Оповещатель светозвуковой "Газ" комбинированный. Маркировка по взрывозащите Exd	1		
K27-HS-003		Кнопочный пост управления Маркировка по взрывозащите Exd	1		

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ				
Обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
Л27-КП-001	Камера приема СОД	1	DN400 PN125	









1. Тонкими линиями показаны объекты, не входящие в состав газосборного трубопровода.
2. * Комплектная поставка.
3. Условные обозначения технологического оборудования, в том числе запорной арматуры
представлены в томе 3.1.2 Книга 2. Графическая часть, на чертеже ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-002.

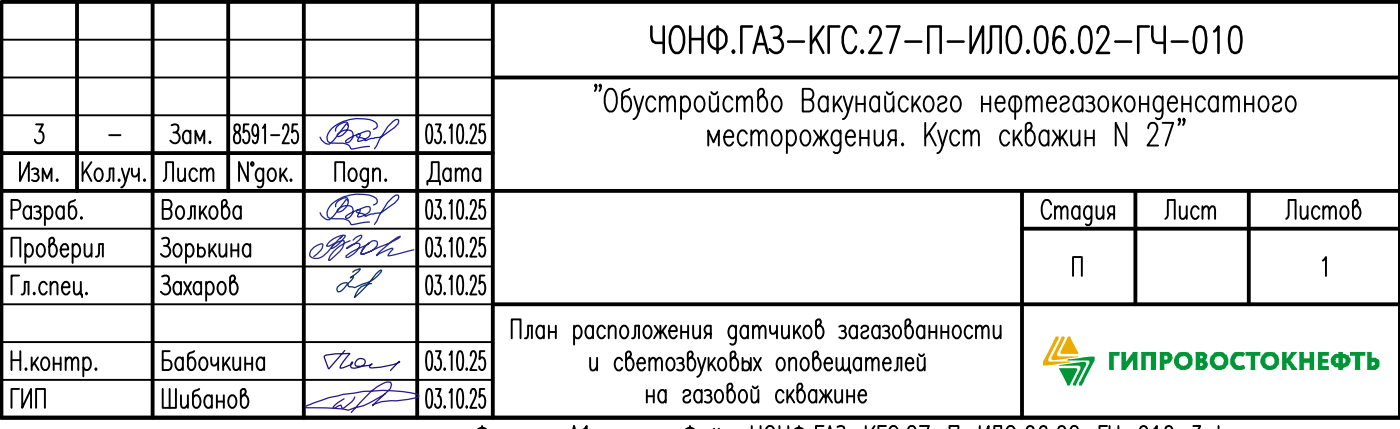
ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-008					
"Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин N 27"					
3	-	Зам.	8591-25	03.10.25	
Изм.	Кол.уч.	Лист	Nзак.	Погр.	Дата
Разраб.	Валкова			03.10.25	
Проверил	Зарюкина			03.10.25	
Гл. спец.	Захаров			03.10.25	
Н. контр.	Полякишина			03.10.25	
ГИП	Шибанов			03.10.25	
Узел приема СОД собиенный с узлом запорной арматуры. Схема автоматизации функциональная				П	1

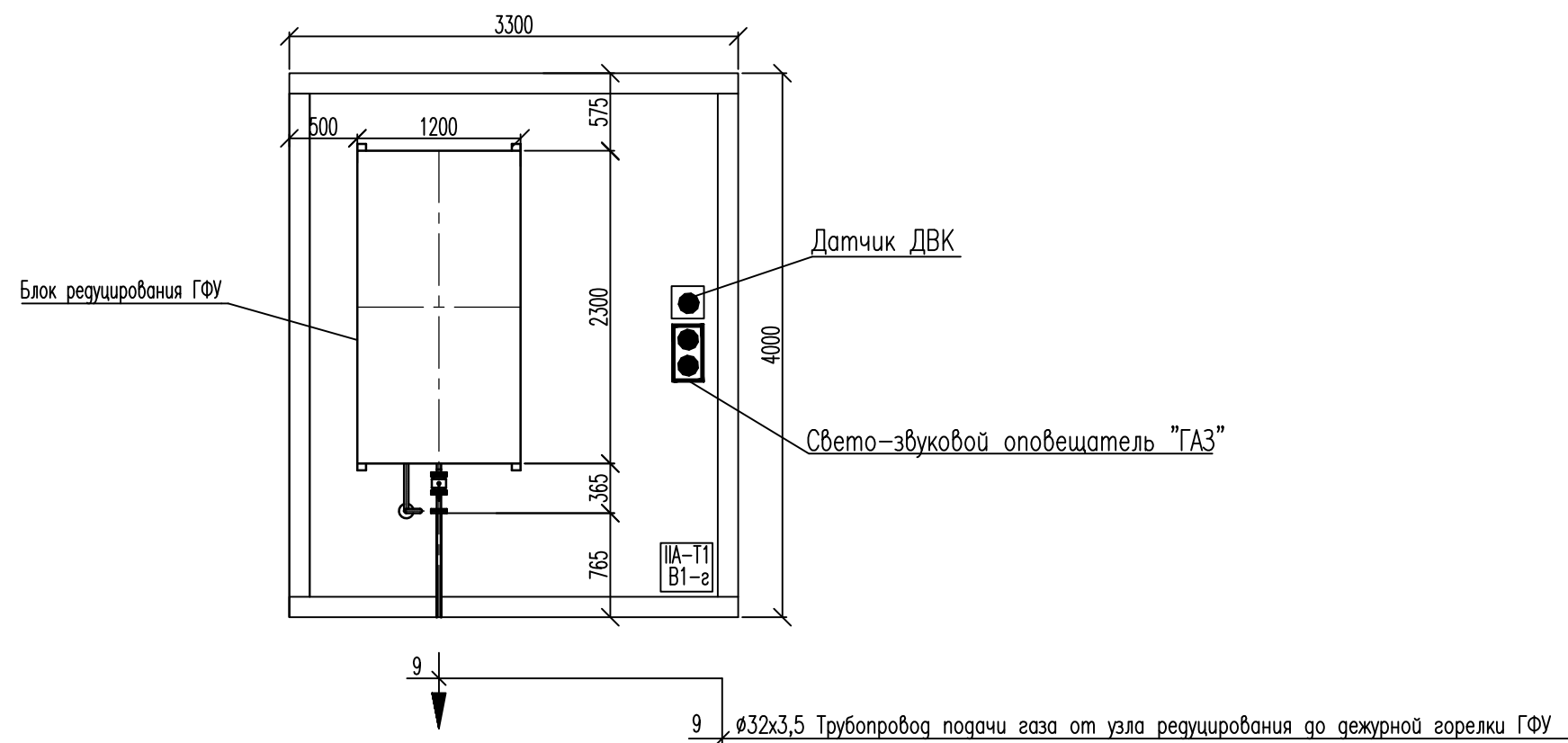
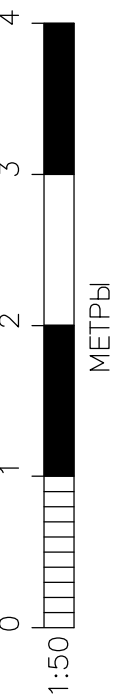



Согласовано			26.08.24	
ЭТО	Бачуркин			
Инв. N подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N		

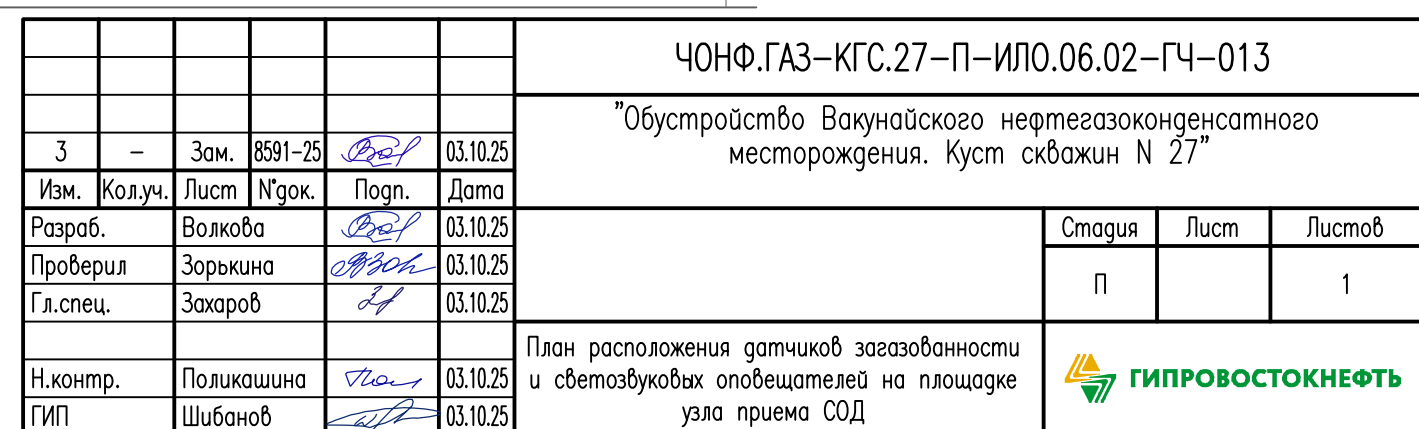
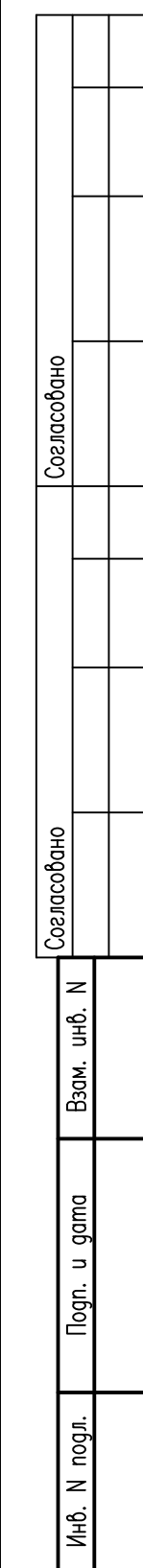
1. За относительную отметку 0.000 принят уровень поверхности земли.
2. План расположения оборудования в здании БЭЛП дан предварительно и уточняется Поставщиком.
3. Пунктирной линией в отсеке ТМУС отображены шкафы не входящие в комплектную поставку с БЭЛП.
4. * Комплектная поставка.
5. ** Для узлов учета в составе арматурных блоков на каждом кусте.
6. ***Расположение разъема для подключения передвижной ДЭС уточнить на этапе разработки и согласования КД.
7. Комплектной поставкой выполнить изготовление фальшпола в отсеке ТМУС, отображенного сплошной линией, окончательные размеры уточнить у Заказчика и Генпроектировщика на этапе РКД.
8. Предусмотреть защитные короба под кабельную продукцию от фальшполов до шкафов ШПС, ШОС, ГФУ. Техническое исполнение согласовать с Заказчиком на этапе РКД.
9. Переход по фальшполу между ШС и Шкафом СОИ выполнить на уровне 100 мм от стены и по высоте 200 мм. Конструкторские решения по фальшполу согласовать с Заказчиком и Генпроектировщиком на этапе разработки РКД.

						ЧОНФ.ГАЗ–КГС.27–П–ИЛО.06.02–ГЧ–009				
						"Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин N 27"				
1	–	Зам.	8909–24		26.08.24					
Изм.	Кол.уч.	Лист	N° док.	Погн.	Дата					
Разраб.		Волкова			26.08.24			Стадия	Лист	Листов
Проверил		Зорькина			26.08.24			П		1
Гл. спец.		Захаров			26.08.24					
Рук.направл.		Шибанов			26.08.24	Отсек ТМиС в блоке БЭЛП. План расположения оборудования		 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
Н.контр.		Поликашина			26.08.24					
ГИП		Безменов			26.08.24					



[illegible]

						ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ГЧ-011			
2	-	Нов.	11683-24	<i>Bel</i>	20.11.24	"Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин N 27"			
Изм.	Колуч.	Лист	N'док.	Погн.	Дата				
Разраб.				<i>Bel</i>	20.11.24				
Проверил	Зорькина	<i>ЗЗЗ</i>			20.11.24				
Гл. спец.	Захаров	<i>Л</i>			20.11.24		Стадия	Лист	Листов
Рук. направл.	Шибанов	<i>ШШ</i>			20.11.24	План расположения датчиков загазованности и сменозвуковых оповещателей на площадке узла редуцирования ГФУ	П		1
Н.контр.	Бабочкина	<i>ББ</i>			20.11.24				
ГИП	Безменов	<i>ББ</i>			20.11.24				
						 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ			



Согласовано	Н.контр	Поликашина	27.11.25

Разрешение		Обозначение	ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02					
10276-25		Наименование объекта строительства	«Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27»					
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание			
4	ГЧ-001	Заменен. АРМ нулевых клиентов расположены в операторной в АБК ОПБ в ВЖК.		5	Письмо № 1/018629 от 20.11.2025			
	ТЗ-001	Заменен. Откорректирован сводный перечень сигналов. Нулевые клиенты АРМ оператора телемеханики размещены в АБК ОБП в ВЖК.						
3	С-001	Заменен. Актуализирована ревизия документа.		3	Изменения к заданию на проектирование № 7 от 07.04.2025, № 8 от 12.05.2025, №9 от 20.05.2025, №10 от 03.06.2025, №11 от 25.06.2025г.			
	ГЧ-001	Заменен. Изменен состав оборудования и объектов автоматизации. Добавлен резервный канал связи.						
	ГЧ-002	Заменен. Изменен состав оборудования верхнего уровня АСУЭ и добавлен резервный канал связи.						
	ГЧ-003	Заменен. На схеме откорректированы технологические уставки по давлению, на линии после клапана-отсекателя исключены местные приборы манометр, термометр, откорректированы ссылки на кол-во скважин.						
	ГЧ-004	Заменен. Откорректирована технологическая обвязка ГФУ согласно КД поставщика. откорректированы ссылки на кол-во скважин.						
	ГЧ-005	Заменен. На схеме откорректированы технологические уставки по давлению, откорректированы ссылки на кол-во скважин. Откорректирована технологическая обвязка трубопроводов.						
	ГЧ-006	Заменен. Откорректированы ссылки на кол-во скважин. Откорректирована технологическая обвязка трубопроводов.						
Изм.внес	Федорова		27.11.25	АО «Гипровостокнефть» Отдел автоматизации и систем управления технологическими процессами (ОАСУТП)			Лист	Листов
Составил	Федорова		27.11.25					
Утв.	Шибанов		27.11.25				1	2

Разрешение		Обозначение	ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02			
10276-25		Наименование объекта строительства	«Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27»			
Изм.	Лист	Содержание изменения		Код	Примечание	
	ГЧ-007	Заменен. Добавлены новые технологические площадки УЗА-2, УЗА-3 и их обвязка местными приборами манометрами.				
	ГЧ-008	Заменен. На схеме откорректированы технологические уставки по давлению, откорректированы ссылки на кол-во скважин. Откорректирована технологическая обвязка трубопроводов.				
	ГЧ-010	Заменен. Актуализирована технологическая компоновка площадки.				
	ГЧ-012	Заменен. Актуализирована технологическая компоновка площадки.				
	ГЧ-013	Заменен. Актуализирована технологическая компоновка площадки.				
	ТЗ-001	Заменен. Актуализирован сводный перечень сигналов.				
	ТЧ-001	Заменен. Актуализирован состав объектов автоматизации и оборудования АСУТП				
					Лист	2



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

УТВЕРЖДАЮ

Технический директор
ООО «Газпромнефть-Заполярье»

_____ А.С. Афонин

«__» _____ 2024 г.

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
АО «Гипровостокнефть»

_____ Ф.Н. Тепляков

«__» _____ 2024 г.

**АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ (АСУТП)
ОБЪЕКТА «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного
месторождения. Куст скважин № 27»**

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на создание АСУТП
ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ТЗ-001**

Действует с _____ 20__ г.

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
4	10276-25		27.11.25

Согласовано:

«__» _____ 20__ г.

«__» _____ 20__ г.

2024

Согласовано		Согласовано	

Техническое задание на создание АСУТП

Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27

						ЧОНФ.ГАЗ-КГС.27-П-ИЛО.06.02-ТЗ-001			
						Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27			
4	-	Зам.	10276-25		27.11.25				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Разраб.		Шугаева			27.11.25		Стадия	Лист	Листов
Проверил		Судницына			27.11.25		П	1	72
Гл. спец.		Захаров			27.11.25				
						Техническое задание на создание АСУТП	 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
Н.контр.		Поликашина			27.11.25				
ГИП		Шибанов			27.11.25				

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	5
1.1 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ.....	5
1.2 СООТВЕТСТВИЕ НОРМАТИВНЫМ ДОКУМЕНТАМ И СТАНДАРТАМ	6
1.3 ШИФР ТЕМЫ	6
1.4 ПЛАНОВЫЕ СРОКИ НАЧАЛА И ОКОНЧАНИЯ РАБОТЫ ПО СОЗДАНИЮ СИСТЕМЫ	6
1.5 СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ И ПОРЯДКЕ ФИНАНСИРОВАНИЯ РАБОТ	6
2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ	6
3 НОРМЫ, СТАНДАРТЫ, СОКРАЩЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	6
3.1 ПОРЯДОК ПРИОРИТЕТНОСТИ ДОКУМЕНТОВ	6
3.2 СОКРАЩЕНИЯ.....	7
3.3 ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ.....	7
4 НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ.....	8
4.1 НАЗНАЧЕНИЕ СИСТЕМЫ	8
4.2 ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ	8
5 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ	10
5.1 ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ.....	10
5.2 УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ	10
6 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ.....	11
6.1 ТРЕБОВАНИЯ К СТРУКТУРЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ.....	11
6.1.1 Общие требования к структуре системы.....	11
6.1.2 Требования к подсистемам.....	20
6.1.2.1 Требования к системе управления технологическими процессами	20
6.1.2.2 Требования к интеграции в систему мониторинга и диагностики КИПиА.....	22
6.1.3 Требования к электроснабжению и электропитанию.....	24
6.1.3.1 Требования к электроснабжению от ИБП	24
6.1.3.2 Требования к источникам бесперебойного питания.....	24
6.1.3.3 Требования к блокам питания 220/24В.....	26
6.1.4 Архитектура системы управления.....	27
6.1.5 Сводный перечень сигналов.....	28
6.1.6 Требования к структуре и функционированию системы	29
6.1.6.1 Общие требования к структуре и функционированию системы	29
6.1.6.2 Требования к способам и средствам связи для информационного обмена между компонентами системы	29
6.1.6.3 Требования к режимам функционирования системы	29
6.1.6.4 Требования к диагностированию системы	29
6.1.6.5 Перспективы развития и модернизации системы	30
6.1.7 Показатели назначения.....	31
6.1.8 Требования к надежности.....	31
6.1.8.1 Показатели надежности технических и программных средств	33
6.1.9 Требования к безопасности	33
6.1.10 Требования к эргономике и технической эстетике	34
6.1.11 Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению компонентов системы	34
6.1.11.1 Общие требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению компонентов системы.....	34
6.1.11.2 Условия и режимы эксплуатации	36
6.1.11.3 Предварительные требования к площадям.....	38
6.1.11.4 Требования к численности и квалификации персонала	39
6.1.11.5 Требования к запасным изделиям	40
6.1.11.6 Требования к регламенту обслуживания	40
6.1.12 Требования к защите информации от несанкционированного доступа	40
6.1.13 Требования по сохранности информации.....	41
6.1.14 Требования к средствам защиты от внешних воздействий	42
6.1.15 Требования к радиоэлектронной защите средств АС	42
6.1.16 Требования к стандартизации и унификации.....	42
6.1.17 Требования к патентной чистоте.....	43

6.2 ТРЕБОВАНИЯ К ФУНКЦИЯМ СИСТЕМЫ.....	43
6.2.1 Общие требования к функциям системы.....	43
6.2.2 Требования к информационным функциям.....	43
6.2.3 Требования к управляющим функциям.....	43
6.2.4 Требования к функциям защиты и блокировок.....	43
6.2.5 Временной регламент реализации функций.....	44
6.2.6 Требования к качеству реализации функций.....	44
6.2.7 Перечень критериев отказов для функций.....	45
6.3 ТРЕБОВАНИЯ К ВИДАМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ.....	45
6.3.1 Требования к эргономическому обеспечению.....	45
6.3.2 Требования к методическому обеспечению.....	46
6.3.3 Требования к лингвистическому обеспечению.....	46
6.3.4 Требования к математическому обеспечению.....	47
6.3.5 Требования к информационному обеспечению.....	48
6.3.5.1 Состав, структура и способы организации данных в системе.....	48
6.3.5.2 Требования к информационному обмену между компонентами системы.....	50
6.3.5.3 Требования к информационной совместимости со смежными системами.....	50
6.3.5.4 Требования по использованию классификаторов.....	50
6.3.5.5 Требования к структуре процесса сбора, обработки, передачи данных в системе и представлению данных.....	52
6.3.5.6 Требования к защите данных от разрушений в аварийных ситуациях.....	52
6.3.5.7 Требования к контролю, хранению, обновлению и восстановлению данных.....	53
6.3.5.8 Требования к процедуре придания юридической силы документам, производимым техническими средствами АС.....	53
6.3.6 Требования к программному обеспечению.....	54
6.3.7 Требования к техническому обеспечению.....	55
6.3.7.1 Требования к видам технических средств.....	55
6.3.7.2 Требования к функциональным, конструктивным и эксплуатационным характеристикам технических средств системы.....	56
6.3.8 Требования к метрологическому обеспечению.....	57
6.3.8.1 Требования к организации измерений.....	57
6.3.8.2 Требования к средствам измерений.....	58
6.3.8.3 Требования к метрологическим характеристикам средств измерений.....	58
6.3.8.4 Требования к объему разрешительной, технической и эксплуатационной документации.....	59
6.3.9 Требования к ПЛК.....	59
6.3.10 Требования к организационному обеспечению.....	60
7 ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ И ПРИЕМКИ СИСТЕМЫ.....	61
7.1 Виды испытаний.....	61
7.2 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРИЕМКЕ РАБОТ ПО СТАДИЯМ.....	61
7.3 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ПОДГОТОВКА НА ОБЪЕКТЕ.....	62
7.4 ПРИЕМОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ.....	63
7.5 СТАТУС ПРИЕМОЧНОЙ КОМИССИИ.....	63
7.6 ОБУЧЕНИЕ.....	63
7.6.1 Основные принципы обучения.....	63
7.6.2 Учебная документация.....	64
7.6.3 Курс обучения в области эксплуатации и технического обслуживания.....	64
7.6.4 Курс по конфигурированию системы.....	64
7.6.5 Учебные пособия.....	64
8 ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ.....	65
8.1 ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ.....	65
8.2 ТРЕБОВАНИЯ ПО ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ КОМПЛЕКТУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ.....	67
8.3 ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ.....	68
9 ИСТОЧНИКИ РАЗРАБОТКИ.....	70

1 Общие сведения

Наименование: «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27».

Краткое наименование системы – АСУТП, далее Система.

Наименование работ: Выполнение проектной документации по автоматизации объектов.

Применяемое оборудование должно иметь сертификаты соответствия и разрешения на применение Федеральной службы по экологическому, технологическому надзору.

Поставляемое оборудование должно иметь паспорт, инструкции по настройке и эксплуатации, разрешение Ростехнадзора России на применение в нефтяной и газовой промышленности.

Система контроля и управления объектом должна основываться на принципах построения систем управления, обеспечивающих выполнение централизованного контроля и управления, высокую надежность, стабильность технологического процесса, защиту окружающей среды, а также безопасность эксплуатации.

В данном документе приведены основные технические требования к автоматизированной системе управления проектируемыми объектами, в том числе перечень объектов автоматизации, требования к структуре и оборудованию системы управления.

Документ представляет исходные данные по структуре, функциям, объему автоматизации и предназначен для проведения тендера и выбора системного интегратора и поставщика основного оборудования, и технических решений АСУТП.

Поставщик обязуется разработать техническую документацию на АСУТП данного объекта в соответствии с настоящим техническим заданием. Проектируемая система должна рассматриваться как часть автоматизированной системы управления ООО «Газпромнефть-Заполярье».

1.1 Основание для создания системы

- Основанием для разработки АСУТП является:
- Задание на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №27, 29, 103»;
- Изменение №1 к заданию на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №27, 29, 103» от 18 марта 2025 г.;
- Изменение №7 к заданию на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №27, 29, 103» от 07 апреля 2025 г.;
- Изменение №8 к заданию на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №27, 29, 103» от 12 мая 2025 г.;
- Изменение №9 к заданию на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №27, 29, 103» от 20 мая 2025 г.;
- Изменение №10 к заданию на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №27, 29, 103» от 03 июня 2025 г.;
- Изменение №11 к заданию на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Кусты скважин №27, 29, 103» от 25 июня 2025 г.;
- Технические требования на АСУТП и систем связи к заданию на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27»;
- Задания смежных отделов;
- Состав разделов проектной документации заданий технологических отделов.

Проектные технические решения раздела разработаны с учетом положений и требований законодательных актов РФ и основных нормативно-технических документов.

1.2 Соответствие нормативным документам и стандартам

Данное техническое задание выполнено в полном соответствии с государственными стандартами, руководящими указаниями, действующими на момент составления технического задания и техническими требованиями Заказчика.

1.3 Шифр темы

АСУТП.

1.4 Плановые сроки начала и окончания работы по созданию системы

Порядок, условия и сроки выполнения работ по организации АСУТП определяются Договорами между Заказчиком и подрядными организациями, выполняющими разработку, поставку, монтаж, пуско-наладку и ввод в эксплуатацию системы управления.

1.5 Сведения об источниках и порядке финансирования работ

Источники финансирования работ по созданию АСУТП определяются Заказчиком.

2 Общие сведения по природно-климатическим условиям

Климат района изысканий — резко континентальный с большими годовыми колебаниями температур и недостаточным количеством выпадающих осадков.

Согласно Задания на проектирование «Обустройство Вакунайского нефтегазоконденсатного месторождения. Куст скважин № 27» вид строительства — новое строительство.

Климатические данные приняты в соответствии с данными по метеостанции Комака:

- температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и кондиционирования в холодный период года по параметрам Б (температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92) минус 49 °С;
- абсолютная минимальная температура воздуха минус 61 °С;
- температура наружного воздуха в теплый период года по параметрам А (температура воздуха теплого периода, обеспеченностью 0,95) 13,9 °С;
- температура наружного воздуха в теплый период года по параметрам Б (температура воздуха теплого периода, обеспеченностью 0,98) 13,7 °С.

3 Нормы, стандарты, сокращения и определения

3.1 Порядок приоритетности документов

Российские федеральные и региональные положения и стандарты имеют приоритет по отношению к остальным. Любые отклонения от норм, которые могут оказаться необходимыми, должны быть согласованы с разрешительными органами в соответствии с принятыми в Российской Федерации процедурами.

Порядок приоритета нормативов:

- национальное законодательство РФ и региональные требования;
- требования ГОСТ и СНиП (в т.ч. ЕСС АСУ);
- международные условия и связанные с ними требования;
- схемы трубопроводов и КИП;
- документация Поставщика.

3.2 Сокращения

В настоящем документе применены следующие обозначения и сокращения:

АСУ	автоматизированная система управления;
АРМ	автоматизированное рабочее место;
АСУТП	автоматизированная система управления технологическими процессами;
БДМ	Блок дозирования метанола
ИБП	источник бесперебойного питания;
ИО	информационное обеспечение;
ИТ	информационные технологии;
КИПиА	контрольно-измерительные приборы и автоматика;
ЛВС	локальная вычислительная сеть;
ЛСУ	локальная система управления
ПЛК	программируемый логический контроллер;
ПНР	пуско-наладочные работы;
ПО	программное обеспечение;
ТМ	телемеханика;
КТП	комплектная трансформаторная подстанция
СА	система автоматизации;
СОИ	система обработки информации
СМД	система мониторинга и диагностики;
ИУ	измерительная установка
ТО	технологические объекты (станции, установки, комплексы, агрегаты, аппараты);
ЧМИ	человеко-машинный интерфейс;
SCADA	координационное управление и накопление данных (Supervisory Control and Data Acquisition).

3.3 Единицы измерения

Должны использоваться системы международных единиц измерения (СИ).

4 Назначение и цели создания системы

4.1 Назначение системы

АСУТП, предусматриваемая настоящим проектом, предназначена для контроля, управления и защиты технологического оборудования проектируемой площадки узла подключения.

АСУТП должна обеспечить выполнение следующего комплекса задач:

- сбор и обработка информации;
- самодиагностика исправности оборудования, включая диагностику модулей ввода/вывода (связи с объектом) и/или блокировку ошибочных сигналов, вызванных отказами управляющих функций;
- передача данных самодиагностики устройств;
- контроль и управления технологическим процессом и оборудованием;
- защита и блокировка технологического оборудования при отказе систем обеспечения по предельным значениям контролируемых параметров;
- дистанционное и местное управление оборудованием по командам диспетчера и оператора;
- обнаружение отказов оборудования по результатам выполнения команд;
- отображение и регистрация технологических и агрегатных параметров;
- передача значений технологических и агрегатных параметров на АРМ операторов;
- отображение информации;
- формирование архивной информации;
- формирование журнала событий и системного журнала;
- контроль доступа в систему;
- обеспечение требуемой надежности и безопасности.

Контроль и управление ходом технологических процессов осуществляется путем сбора технологических параметров с оборудования и датчиков, вычисления и анализа технологических параметров, выдачи управляющих воздействий на исполнительные механизмы согласно заданному алгоритму.

Перечень передаваемых параметров и принимаемых команд управления системой телемеханики от АСУТП УКПГ, карты адресного пространства, протоколы передачи, алгоритмы управления узлом подключения, согласовать с ООО «Газпром-Заполярье» и разработчиком АСУТП УКПГ - ПАО «Газпром автоматизация».

Предусмотреть комплект доработки АСУТП УКПГ разработки ПАО «Газпром автоматизация» для интеграции проектируемой системы телемеханики проектируемых сооружений. Применяемое оборудование АСУТП должно обеспечивать интеграцию в существующую систему АСУТП УКПГ. Работы по интеграции должны быть организованы ООО «Газпромнефть-Заполярье» и осуществлены силами ПАО «Газпром Автоматизация».

Обеспечение технологической защиты должно осуществляться путём автоматизированного контроля установленных критичных параметров (уставок) и в случае их превышения, или выхода за нижнюю границу выдаваться управляющее воздействие на исполнительные механизмы, в соответствии с заданным алгоритмом перевода технологического процесса и оборудования в безопасное состояние.

4.2 Цели создания системы

Технико-экономическими целями создания АСУТП являются:

- обеспечение высоких технико-экономических показателей работы основного технологического оборудования за счет выполнения требований технологического

регламента, исключения ошибочных действий оперативного производственного персонала, минимизация времени реагирования на аварийные ситуации;

- обеспечение непрерывного контроля работы основного технологического оборудования и системы жизнеобеспечения, своевременного оповещения о выходе контролируемых параметров за пределы уставок;

- обеспечение высокого уровня безопасности за счет развитых средств сигнализации, блокировок и защит с минимальным временем реагирования;

- повышение надежности автоматизированного управления технологическими объектами с использованием самодиагностики аппаратных и программных средств АСУТП;

- уменьшение затрат на эксплуатацию;

- сокращение объемов энергопотребления;

- создание архива режимов работы и состояния оборудования с обеспечением быстрого доступа и автоматизированной обработке данных;

- увеличение межремонтного срока работы основного оборудования;

- улучшение условий труда оперативного и эксплуатационного персонала за счет автоматизации рабочих мест с удобным представлением информации о ходе технологического процесса;

- обеспечение руководства предприятия точной, достоверной и оперативной информацией о работе оборудования для повышения эффективности принятия решений по управлению технологическими процессами на базе единой и связанной системы диспетчеризации и автоматизированного диалогового режима работы;

- выполнение технических условий на подключение нефтегазосборного трубопровода ООО «Газпромнефть-Заполярье» к внутриплощадочным коммуникациям УКПГ Тымпучиканского и Вакунайского нефтегазоконденсатных месторождений.

5 Характеристика объекта автоматизации

5.1 Объекты автоматизации

Объектами автоматизации являются:

- арматурные блоки скважин;
- горизонтальная факельная установка (ГФУ), СИКГ на ГФУ;
- узел запуска СОД, совмещенный с узлом отключающей арматуры;
- площадка для подключения исследовательского сепаратора;
- узел запорной арматуры УЗА-001, УЗА-002, УЗА-003;
- узел приема СОД К27-КП-001;
- узел приема СОД совмещенный с узлом запорной арматуры;
- блок электроснабжения линейных потребителей (БЭЛП);
- контрольно-измерительные приборы на участках трубопровода;
- контроль загазованности.

Проектирование, поставка, дооснащение и наладка контроллерного оборудования и системы верхнего уровня, телемеханики и АСУТП (SCADA) выполняется единым интегратором.

5.2 Условия эксплуатации оборудования

Средства ТМ (ПЛК) должны стабильно функционировать при следующих условиях внутри помещений:

Температура рабочей среды от плюс 4 до плюс 40°C;

Влажность воздуха рабочей среды 20 – 70% при плюс 20°C;

Электроснабжение компонентов системы производится от сети переменного тока напряжением 220 В (± 22 В) и частотой 50 (± 5 Гц).

АРМы должны стабильно функционировать при следующих условиях внутри помещения:

Температура рабочей среды от плюс 22 до плюс 25°C;

Влажность воздуха рабочей среды 40 – 60% при плюс 22°C.

Электроснабжение компонентов системы производится от сети переменного тока напряжением 220 В (± 22 В) и частотой 50 (± 5 Гц).

6 Требования к системе

6.1 Требования к структуре системы управления

6.1.1 Общие требования к структуре системы

АСУТП должна предусматривать следующие подсистемы, выполняющие определенные для них функции:

- система телемеханики (ТМ);
- системе мониторинга и диагностики КИПиА (СМД).

Оборудование, которое будет подлежать мониторингу состояния системой диагностики:

- программируемые логические контроллеры;
- модули ввода-вывода;
- источники бесперебойного питания (ИБП);
- оборудование связи;
- интеллектуальные датчики;
- интеллектуальные приводы задвижек.

В составе программно-технического комплекса для объектов АБ и ГФУ должно быть предусмотрено применение локальных систем управления (ЛСУ) и системы обработки информации (СОИ) блочно-комплектного оборудования полной заводской готовности. (ЛСУ и СОИ не входят в зону ответственности системного интегратора и поставляются комплектно с установками).

ЛСУ и СОИ будут размещаться:

- ЛСУ ГФУ – в шкафу управления розжигом ГФУ;
- СОИ СИКГ ГФУ - в отсеке ТМиС в блоке БЭЛП-10/0,4кВ (12);
- ПЛК СТМ - в отсеке ТМиС в блоке БЭЛП-10/0,4кВ (14).

ЛСУ должны работать под управлением проектируемой системы ТМ и полностью интегрироваться с ней. Интеграция ЛСУ и СОИ в АСУТП входит в зону ответственности системного интегратора.

Объем автоматизации обеспечивает работу всех объектов без присутствия дежурного персонала у технологического оборудования **при контроле и управлении из операторной в АБК ОПБ в ВЖК.**

Сигналы от ЛСУ и СОИ должны быть приняты системой ТМ в виде структурированной и обработанной информации, для трансляции на **АРМ оператора, размещенного в операторной в АБК ОПБ в ВЖК.**

Структура АСУТП выполнена как трехуровневая иерархическая распределенная система управления, включающая:

- «Полевой уровень»;
- «Средний уровень»;
- «Верхний уровень»;
- MES (диспетчерский) уровень (не входит в состав АСУТП).

Организация связи между контроллерами, сервером, АРМ и устройствами MES-уровня данным проектом не предусматривается и используется сеть Ethernet, реализуемая на базе комплекса технических средств, предусмотренных проектом «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)».

Полевой уровень - датчики, приборы и средства контроля, преобразователи, приводы запорной и регулирующей арматуры, исполнительные устройства агрегатов и установок, а также другие КИПиА, включая средства автоматики, встроенные в технологическое оборудование.

Нулевой уровень в архитектуре АСУТП реализует функции получения и первичного преобразования информации о протекании технологических процессов и об оперативном состоянии оборудования.

Основные функции полевого уровня:

- измерение, первичное преобразование и первичная обработка технологических параметров;
- сбор информации об аварийных событиях и ситуациях технологического процесса;
- передача информации на более высокий уровень;
- организация локальных контуров управления по тракту датчик – исполнительный механизм.

Средний уровень архитектуры АСУТП реализует функции регулирования, технологических защит и блокировок.

Средний уровень должен быть реализован с установкой шкафов ПЛК в отсеке ТМиС в проектируемого блока БЭЛП-10/0,4кВ (14) на площадке куста скважин N 27 Вакунайского ЛУ. Все решения по интеграции проектируемого оборудования АСУТП в оборудование системы управления принимающей стороны поставщик должен согласовать с ООО «Газпром -Заполярье» и выбранным системным интегратором.

К комплексу технических средств среднего уровня относится оборудование, в состав которого входит:

- контроллерное оборудование;
- модули ввода/вывода;
- панель оператора;
- ИБП.

Контроллерное оборудование должно соответствовать по характеристикам требованиям Раздела 4.3.2 М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД».

Контроллерное оборудование должно обладать следующими характеристиками:

- функциональные возможности согласно стандартам ГОСТ Р 51840-2001, ГОСТ Р 51841-2001, или аналогам, ГОСТ Р МЭК 61131-1-2016, IEC 61131-2-2012;
- контроллер должен быть основан на многозадачной операционной системе реального времени;
- поддержку языков программирования логических контроллеров по ГОСТ Р МЭК 61131-3-2016;
- поддержку работы с плавающей точкой с точностью до 2-х байт;
- высокую эксплуатационную надежность в реальных условиях эксплуатации, ориентировочный срок службы 10 лет, наработка на отказ должна составлять не менее 40000 часов;
- большую информационную емкость, загрузка центрального процессора и оперативной памяти контроллера не более 50% на этапе окончания наладки, не более 70% на этапе эксплуатации, загрузка внешней энергонезависимой памяти не более 30% на этапе окончания наладки, не более 70% на этапе эксплуатации;
- высокое быстродействие, особенно для функций автоматического регулирования и технологической защиты, цикл опроса входных каналов не более 100мс, максимальный цикл обработки данных не более 300 мс, для систем контроля электрооборудования требуется применять платы ввода/вывода со скоростью опроса до 30 мс;
- возможность сертифицированного производителем резервирования процессоров, системных блоков питания, модулей ввода/вывода («горячее резервирование»), общее количество резервных каналов ввода-вывода каждого типа в одной модульной системе не менее 20%;

- наличие независимого сервисного порта для диагностики и изменения программного обеспечения в онлайн режиме;
- возможность добавления новых модулей и замены конфигурации в оперативном режиме, без останова технологического процесса;
- возможность автоматического запуска исполнения программы, инициализация портов передачи данных при включении контроллера;
- доступные часы реального времени, возможность синхронизации времени контроллера;
- доставка команд управления на исполнительные механизмы по дискретным каналам не более 1 с, по интерфейсным каналам не более 3 секунд до каждого устройства.

Конструкция:

- исполнение – в виде шасси, наборных слотов;
- съемные клеммники для подключения внешних проводок.

Исполнение:

- рабочий диапазон температуры окружающего воздуха при нормальной эксплуатации – от 4 до 40°C;
- относительная влажность окружающего воздуха – 5-95%;
- степень защиты – не ниже IP 20.

Электропитание:

- внешнее питание – напряжением 220 В переменного тока;
- устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю – 10 В/м;
- напряжение питания входных/выходных сигналов – 24 В, 220 В;
- время поддержания энергонезависимой памяти – не менее 0,5 года.

Функциональные характеристики:

- наличие индикаторов состояния входных и выходных сигналов;
- возможность автоматической выгрузки пользовательской программы из резервного модуля памяти при сбое основной памяти контроллера и автоматический запуск пользовательской программы;
- автоматическое восстановление работоспособности контроллера после пропадания питания;
- защита пользовательской программы в контроллере от несанкционированного доступа паролем или аппаратной перемычкой/ключом;
- наличие самодиагностики процессора, модулей ввода/вывода и коммуникационных модулей с визуальным отображением тестового контроля на светодиодах соответствующих модулей;
- возможность интеграции с площадочными контроллерами и передачу технологических параметров в реальном времени;
- возможность хранения исторических данных с метками времени до 30 дней, что исключает потерю данных при возможных проблемах каналов связи;
- «сквозную» передачу на верхний уровень и обратно диагностической информации о состоянии оборудования по протоколу 4-20/HART;
- протоколы: Modbus RTU/ASCII, Modbus TCP, HART;
- функции ретранслятора.

Требуется использовать вариант с единой средой разработки ПО для контроллерного и АРМ оператора.

Все программные средства АСУ должны соответствовать требованиям ГОСТ 24.104-2023 в том числе следующим свойствам:

- функциональная полнота;
- открытость;

- надежность (включая восстанавливаемость);
- адаптируемость;
- модифицируемость;
- модульное построение (программные модули должны быть задокументированы);
- удобство применения.

Контроллер должен иметь оперативную и энергонезависимую память (ОЗУ, ПЗУ), исполнительная программа должна находиться в энергонезависимой памяти, пропадание питания не должно влиять на работоспособность контроллера.

После восстановления электропитания ПЛК, включая программное обеспечение, должен самостоятельно переходить в рабочее состояние с сохранением всех ранее сделанных настроек без участия обслуживающего персонала.

Контроллер должен позволять настраивать «горячий» запуск, с восстановлением всех параметров на момент отключения и «холодный» запуск со сбросом параметров в начальные состояния.

В случае многомодульной системы связь между контроллерами и шасси с модулями ввода-вывода должна осуществляться по высоконадежной шине обмена данными (защищена от внешних шин, скорость опроса от 10 Мбит/сек).

Контроллер должен обладать способностью «прозрачно» передавать служебную и диагностическую информацию от интеллектуальных совместимых полевых приборов к любому узлу сети управления.

Все платы ввода/вывода, блоки питания, процессор должны иметь светодиоды, обеспечивающие индикацию наличия питания, ошибок и статуса.

Для токовых аналоговых сигналов должна быть предусмотрена сигнализация обрыва линии и выхода измеряемого параметра за допустимый диапазон токовой петли.

При разработке прикладного ПО допускается использование только стандартных методов и инструментов разработки, документированных разработчиками системы.

Комплект ПО должен предоставлять возможность задания паролей и установления границ санкционированного доступа при внесении изменений в прикладное ПО.

Рекомендуется производить разработку программного обеспечения согласно основных правил:

- описание функциональных блоков;
- поведение событий в функциональных блоках;
- использование функциональных блоков в конфигурации распределенной промышленной системы;
- взаимодействие функциональных блоков по различным каналам связи;
- использование функциональных блоков при управлении приложениями, ресурсами и устройствами в распределенных управляющих системах.

Контроллеры, имеющие в своем составе телемеханические устройства, должны удовлетворять специальным техническим требованиям, изложенным в ГОСТ 26.205-88.

Контроллеры в обязательном порядке должны иметь возможность синхронизации времени.

Эксплуатационные характеристики оборудования, входящего в состав «среднего уровня» должны соответствовать требованиям М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД»:

- срок службы системы должен быть не менее 10 лет, срок применим к каждому элементу. В течении указанного полного срока службы допускается проведение текущих ремонтов путем замены отдельных блоков, узлов и деталей, установки обновлений/дополнений программного обеспечения;

- среднее время восстановления элементов ПАЗ (по любой функции) должно составлять не более 120 мин (без учета времени доставки ЗИП);

- предельные значения безотказности технических средств:
 - а) Вторичное оборудование 20000 часов
 - б) ИБП 20000 часов
 - в) Контроллеры 40000 часов
 - г) Средства связи 10000 часов
- при обработке аналоговых и дискретных значений параметров должно осуществляться:
 - а) сглаживание и фильтрация измеренных значений;
 - б) проверка достоверности измеренных значений;
 - в) маскирование физических выходов;
 - г) проверка достоверности сигнализации;
 - д) формирование тревожного сообщения для каждого параметра при достижении им установленного предельного значения;
- функция контроля заданных режимов работы должна выполнять контроль исправности средств измерений, сигнализаторов и проверку их показаний;
- формирование следующих журналов событий и аварий:
- журнал (архив) аварийных сообщений «Нормативно-технологических параметров работы»;
 - е) журнал технологических событий и аварий;
 - ж) журнал событий и аварий в системе автоматизации;
- защиту от несанкционированного доступа с целью недопущения искажения информации;
- контроллеры должны «прозрачно» передавать служебную и диагностическую информацию от интеллектуальных полевых приборов и устройств, получаемую по цифровым протоколам к любому узлу сети управления;
- для всех подсистем предусмотреть контроллеры одной платформы одного производителя.

Модули ввода-вывод ПЛК должны обеспечивать ввод и преобразование сигналов от приборов КИПиА, анализаторов, датчиков положения и конечных выключателей исполнительных механизмов и запорно-регулирующей арматуры в цифровые данные АСУТП, а также преобразование из цифровых данных АСУТП и вывод регулирующих сигналов и управляющих команд.

Модули аналогового ввода - ввода и преобразование унифицированных аналоговых сигналов:

- 4-20мА с HART.

Унифицированные аналоговые входные сигналы 4-20мА с HART от датчиков, находящихся во взрывоопасной зоне предусматривают подключение к каналам модулей аналогового ввода без использования барьеров искрозащиты, в связи с применением в проекте приборов с защитой типа взрывонепроницаемая оболочка (Exd) и подключаются к каналам модулей аналогового ввода через клеммы с предохранителем.

Дискретные сигналы, характеризующие состояние технологического оборудования, конечных выключателей запорно-регулирующей арматуры подключаются к системе через модули дискретного ввода и преобразовываться в двоичные сигналы «0» и «1».

Дискретные входные сигналы с номиналом напряжения 24 В постоянного тока типа «сухой контакт» и потенциальные подключать к модулям дискретного ввода через клеммник с предохранителем или через промежуточные реле.

Дискретные входные сигналы с номиналом напряжения 220 В переменного тока типа «сухой контакт» и потенциальные подключать к модулям дискретного ввода через промежуточные реле.

Для модулей и сигналов от оборудования, установленного во взрывоопасной зоне активные барьеры искрозащиты не применять, в связи с использованием приборов с защитой типа взрывонепроницаемая оболочка (Exd).

Модули аналогового вывода применить с конфигурированием:

- заданного положения при отказе связи с контроллером;
- инвертирования управляющего значения контроллера.

Модули аналогового ввода-вывода должны иметь точность преобразования не хуже $\pm 0,2\%$ от измеряемого диапазона.

Модули аналогового ввода-вывода должны обеспечивать расширенную диагностику подключенных к ним датчиков, позиционеров, анализаторов и интеллектуальных исполнительных механизмов, работающих по HART протоколу.

Модули аналогового ввода должны поддерживать признак достоверности сигнала при значениях ниже или выше диапазона измерения (≤ 3.6 мА или ≥ 20.4 мА для диапазона 4-20 мА).

Конфигурационные параметры для модулей ввода-вывода, блоков питания модулей ввода-вывода, блоков питания полевых сигналов, датчиков и других устройств, коммуникационного оборудования после их замены или добавления - должны загружаться автоматически.

Все блоки питания модулей ввода-вывода, блоки питания полевых сигналов, датчиков и других устройств, коммуникационное оборудование и кабели для связи с контроллерами предусмотреть с резервированием.

Модули аналогового ввода/вывода, каналы которых используются в контурах ПИД регулирования должны быть резервированы.

Модули аналогового и дискретного ввода-вывода, каналы которых используются в алгоритмах технологических блокировок и защит должны быть резервированы.

Резерв по каналам ввода вывода и пространства для установки модулей ввода-вывода должен составлять не менее 20%.

Оборудование и способы его размещения могут варьироваться в зависимости от желаемого функционала, стоимости и возможностей проектируемых подсистем.

Шкафы автоматики должны удовлетворять следующим требованиям:

- Конструкция проектируемых шкафов должна предусматривать ограничение доступа к оборудованию посторонних лиц. Компоновка оборудования должна обеспечивать свободный доступ к разъемам и обзор индикации. Предусмотреть обязательное наличие в шкафах розеток собственных нужд 220 В для обслуживания приборов КИП.

- Проектируемые шкафы должны быть оснащены дверями с замками, для которых должен быть предусмотрен единый ключ. В спецификации шкафов должны быть учтены все необходимые кабели межшкафных соединений.

- Проектируемые шкафы должны быть оснащены концевыми выключателями и иметь возможность вывода сигналов: открыт/закрыт в АСУТП.

- При необходимости в шкафах предусмотреть вентиляторы с фильтрами для отвода тепла от оборудования шкафов. Сигнал неисправности вентилятора и сбоя в подаче электроснабжения на каждый шкаф должен быть подключен к Системе для генерирования аварийного сигнала на АРМ оператора. Сигналы о высокой температуре также должны быть подключены к Системе. Для выполнения работ по техническому обслуживанию в каждом шкафу предусмотреть внутреннюю подсветку.

- Все кабельные вводы в шкафах должны быть расположены снизу. Все кабели должны иметь зажимы заземления. Полевые кабели должны быть подключены к клеммам с ножевыми размыкающими контактами. Запасные жилы полевых кабелей должны подключаться в шкафах к запасным клеммам.

– Проектируемые кабельные линии выходных сигналов, включая предохранительные клапаны, должны иметь по одному плавкому предохранителю с индикатором перегорания предохранителя. Все клеммы постоянного тока напряжением более 24 В должны быть защищены от случайного прикосновения съемной крышкой из органического стекла и иметь идентификационную бирку. Кабели с разным уровнем напряжения должны быть отделены друг от друга. Вся кабельная разводка должна иметь соответствующие опоры и проложена в кабельных коробах с крышкой. Кабели сигнализации различных уровней напряжения должны прокладываться в отдельных кабельных коробах и разделяться на панели выводов. Кабели искробезопасного исполнения и неискробезопасного исполнения также должны прокладываться в разных кабельных коробах.

– Проектирование монтажа кабелей внутри шкафа выполнить с помощью многожильного медного провода. Использование одножильных проводов не допускается. Диаметры проводов должны быть рассчитаны с учетом индивидуальных требований по нагрузкам и должны быть не менее 0,75 мм² для кабелей сигнализации и 2,5 мм² для более высоких уровней напряжения. Для кабелей электропитания изоляция должна быть 600/1000 В класса, и 250/400 В для кабелей КИПиА.

– Для всех кабельных клемм должны использоваться обжимные штифты. Все внутренние кабели и провода должны быть помечены термоусадочными маркерами. Клеммы большего размера должны быть предусмотрены соответственно размерам силового кабеля.

– Все электрические клеммы внутри шкафа должны иметь четкое обозначение. Должны быть обозначены ряды клемм и их группы. Клеммы разных уровней напряжения должны быть обозначены разным цветом.

– Кабели искробезопасного исполнения и неискробезопасного исполнения также должны прокладываться в разных кабельных коробах.

– Все системные кабели, ленточные соединительные кабели/ шлейфы, кабели информационных магистралей должны быть учтены в соответствующих спецификациях.

Характеристики шкафов проектируемой системы АСУТП должна удовлетворять следующим требованиям:

– конструкция шкафа обеспечивает функционирование и сохранность размещенных в нем технических устройств и инженерных систем на протяжении всего срока службы;

– конструкция шкафа предусматривает удобство обслуживания технических устройств;

– конструктивные элементы шкафа не имеют острых кромок и углов;

– шкафы имеют строповые устройства, а при их отсутствии, обозначены места строповки;

– двери оборудованы запирающими устройствами, защищающими от самооткрывания и обеспечивающими фиксацию в открытом положении. Запоры имеют возможность пломбирования;

– шкафы снабжены устройством, сигнализирующим открытие дверей;

– шкафы имеют болт для подключения защитного заземления к общему контуру защитного заземления;

– для металлических частей изделий, доступных для прикасания к ним при контроле и эксплуатации (включая регламентные работы), которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции и не имеют других видов защиты, предусматривается защитное заземление по ГОСТ 12.1.030-81;

– при компоновке шкафа техническими средствами предусмотреть не менее 20% свободного места для размещения дополнительного оборудования.

Технические характеристики шкафов управления приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики шкафов управления

Наименование параметра	Значение
Габаритные размеры шкафа* (ВхШхГ), мм	2000х800х600
Напряжение электропитания	однофазное, ~220 В, 50 Гц
Исполнение	одностороннее
Мощность потребления, В·А, не более	1500
Наличие внутреннего ИБП	Да
Длительность работы без внешнего электроснабжения, ч, не менее	1
Рабочая температура, °С	от плюс 4 до плюс 40
Условия работы	взрывобезопасная зона
Место установки	Помещение УХЛ4.1
Категория помещения по взрывопожарной и пожарной опасности	Категория помещения В4 по СП 12.13130.2009
Исполнение щита, не ниже	IP20
Антивандальное исполнение	Нет
* Габаритные размеры уточняются поставщиком системы, но должны быть не более указанных.	

Разработанная конструкторская документация на шкафы АСУТП должна быть согласована с АО «Гипростокнефть» и Заказчиком.

«Верхний (системный) уровень» - требования к верхнему уровню в рамках данного документа не предъявляются. Для реализации задач в рамках данного документа должен быть использован существующий верхний уровень, выполненный по проекту «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)».

Сведения для верхнего уровня, указанные ниже носят информационный характер.

ТЭГ позиционные обозначения оборудования КИПиА выполнить согласно принятых проектных решений.

Для АРМов предусмотреть применение современных технологий виртуализации для повышения отказоустойчивости и сокращения затрат на приобретение и обслуживание аппаратной части.

Доступ к внешним портам всех АРМ, кроме АРМ системного инженера должен быть заблокирован.

Функции, выполняемые данным оборудованием:

- диагностика состояния комплекса технических средств;
- формирование и выдача команд на исполнительные механизмы, т.е. дистанционное управление работой с рабочей станции человеко-машинного интерфейса (ЧМИ) оператора-технолога;
- обеспечение безопасного процесса ручного управления по командам оператора;
- обработка и хранение данных;
- конфигурирование системы;
- передача уставок в системы автоматизации уровня «1»;
- выполнение команд оператора-технолога и диспетчера с индикацией на дисплеях таблиц и мнемосхем текущего состояния на объектах;
- контроль отработки команд исполнительными механизмами.

Операторский интерфейс (ПО SCADA) должен строиться на следующих принципах:

- отображение информации на экране АРМ в многооконном режиме;
- возможность быстрого перехода между окнами операторского интерфейса;

- минимизация действий персонала при доступе к информации из любого окна;
- время вызова любого окна составляет не более 2 секунд;
- возможность совместного представления мультимедийной (текстовой, графической, звуковой) информации на АРМ;
- гибкость – настройка интерфейса (доступность элементов видеокadra, адресность предоставления информации и т.д.) для различных категорий пользователей;
- разграничение прав пользователей;
- защита от несанкционированных действий работников;
- защита от неквалифицированных и ошибочных действий работников;
- возможность обращения работников к каждому динамическому элементу интерфейса посредством манипулятора (трекбол, мышь и т.д.);
- однотипная структуры видеокadra (главное меню, групповая сигнализация и т.д.) для всех категорий пользователей;
- однотипные формы представления информации (элементы мнемосхем, цветовая кодировка, графики, таблицы, гистограммы, справки, размеры символов и т.д.) независимо от типа интерфейса для всех категорий пользователей;
- идентичность приёмов работы с окнами (вызов окна, закрытие окна и т.д.) для всех категорий пользователей;
- стандартные действия персонала не должны приводить к нарушению функционирования ПО АРМ (зависание, нестабильная работа);
- настраиваемый вид представления информации об истории процесса.

Обмен данными между вторым и первым уровнем организован с использованием сети управления, реализованной на базе ЛВС стандартов Ethernet (IEEE группы 802.3). Данная сеть не может быть использована для подключения других устройств.

Средой передачи данных является:

- медный кабель категории 5е;
- ВОЛС;
- радио-линии связи.

Разрабатываемая система должна соответствовать требованиям следующих документов:

- ГОСТ Р 59792-2021 Виды испытаний автоматизированных систем;
- ОСК-15.05.01.01 «Формирование концепции промышленной автоматизации БРД»;
- М-15.05.01.01.01-01 «Архитектура систем промышленной автоматизации в части АСУ ТП БРД»;
- М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД»;
- М-15.05.02.01.01-02 «Требования к человеко-машинному интерфейсу на базе ситуационного информирования»;
- КТ-610 «Перечень производителей оборудования и программного обеспечения систем промышленной автоматизации и метрологического обеспечения применяемого в БРД ПАО «Газпром нефть».
- М-15.04.00-01. Методический документ. Автоматизация объектов добычи, транспортировки и подготовки нефти и газа. Унифицированные технические требования по выбору параметров контроля и управления объектов нефтегазодобычи. ООО «ГПН-Развитие».
- М-15.04.00-01. Методический документ. Методические указания по разработке и внедрению систем управления технологическими процессами. Группа компаний ГПН.

Обмен данными между средним и верхним уровнем организован с использованием сети управления, реализованной на базе ЛВС стандартов Ethernet (IEEE группы 802.3). Данная сеть не может быть использована для подключения других устройств. Сопряжение проектируемого среднего уровня с данной сетью должно быть выполнено строго с использованием средств межсетевого экранирования.

Технические средства верхнего уровня АСУТП располагаются в здании административно-бытового корпуса (поз.70 по ГП) на площадке УКПГ и в операторной АБК ОПБ в ВЖК.

В помещении аппаратной АБК УКПГ устанавливается шкаф серверный телемеханики, в котором размещается резервированный сервер телемеханики.

В помещении операторной АБК ОПБ в ВЖК устанавливаются:

- Нулевые клиенты АРМ оператора телемеханики (основной и резервный);
- Принтер СТМ.

Работы по созданию АСУТП, выполняемые исполнителем, включают в себя следующие стадии:

- разработка проекта АСУТП;
- расчет надежности;
- разработка программного обеспечения станций управления первого уровня на основе проекта;
- разработка программного обеспечения второго уровня управления;
- комплектация, сборка и поставка оборудования;
- выполнение монтажных работ поставляемого оборудования;
- пуско-наладка оборудования;
- запуск Системы в промышленную эксплуатацию, интеграция с действующими системами АСУТП Заказчика;
- проведение обучения персонала Заказчика на его территории (группа 10 человек) по программе сертифицированного курса для системных интеграторов по внедряемым и дорабатываемым программным и аппаратным платформам.

6.1.2 Требования к подсистемам

6.1.2.1 Требования к системе управления технологическими процессами

СУ предназначена для управления нормальным (регламентированным) ходом технологического процесса и осуществляет регулирование, неаварийные блокировки, переключения и информационные функции.

СУ находится под контролем эксплуатирующего персонала в режиме реального времени и предусматривает предоставление информации в виде технологических данных, трендов, отчетов для проведения диагностических и аналитических работ.

Система управления технологическим процессом должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- регулирование (PID, пропорциональное, каскадное);
- остановка технологического процесса;
- последовательное управление;
- дискретное управление;
- управление предупредительными сигналами;
- отображение информации на графических дисплеях;
- создание трендов реального времени и исторических данных;
- поддержание связи с отдельными устройствами и внешними системами;
- сбор данных;
- архивация данных;
- генерация отчетов.

Система должна быть основана на цифровой микропроцессорной технологии с функциями сбора данных, управления и взаимодействия с операторами.

Состав СУ должен предусматривать:

– инженерную панель оператора (для шкафа управления с контроллерным оборудованием в отсеке ТМиС в проектируемого блока БЭЛП-10/0,4кВ (14) на площадке куста скважин N 27 Вакунайского ЛУ);

– устройства сбора данных и формирования управляющих воздействий (ПЛК с модулями ввода/вывода), расположенные в системных шкафах (шкафы ПЛК);

– распределительные шкафы промышленного исполнения стандартного размера для размещения контроллерного оборудования и оборудования средств связи);

– источники питания для оборудования АСУ и полевых приборов.

В составе АСУТП должна предусматриваться система мониторинга и диагностики КИПиА (СМиД) для организации конфигурирования приборов, дистанционного изменения диапазонов, документирования, выполнения калибровки, диагностики и мониторинга расположенных на площадках «интеллектуальных» приборов в автоматическом режиме.

Мониторинг и диагностика системы должны обеспечивать функционал согласно таблице 2.

Таблица 2 - Требования к СМиД

Уровень оборудования	Функционал	Используемый ресурс
КИПиА	мониторинг состояния; обеспечение возможности настройки и калибровки; контроль и предупреждение аварий/отказов.	SCADA или приложения ввода/вывода
Сетевой коммутатор	ping до коммутаторов; пропускная способность сети; определение работы основной/резервной сети.	SCADA или приложения ввода/вывода
ИБП	ping (если подключение Ethernet); заряд батареи; отключение внешнего питания; Авария ИБП; Контроль изношенности батарейных модулей.	SCADA или приложения ввода/вывода
ПЛК	ping до устройства; ПЛК в работе/остановлен; количество ошибок в ПЛК; загруженность ПЛК; Режим ПЛК и время последнего перезапуска; Версия системного и прикладного ПО ПЛК; История версий; Среднее время цикла. История времени цикла; Кол-во предупреждений, ошибок в прикладном ПО ПЛК, история; Состояние коммуникационных модулей ПЛК. Контроль работы коммуникационных каналов в модулях (активность канала, ошибки в канале и т.д.); Состояние резервирования ПЛК; Время ПЛК; Состояние аналоговых модулей ввода и вывода (контроль обрывов, контроль текущих значений RAW по каналам).	SCADA или приложения ввода/вывода

Уровень оборудования	Функционал	Используемый ресурс
АРМ	ring до устройства; свободное дисковое пространство; количество свободной оперативной памяти; загрузка процессора; работа основной/резервной сетевой карты; Нагрузка на дисковую подсистему и история; Список запущенных процессов и служб.	SCADA или приложения ввода/вывода

При потере связи, в том числе на уровне контроллеров должна быть обеспечена буферизация данных во всех компонентах создаваемой систем АСУТП. Буферизация на уровне контроллеров должна быть обеспечена непосредственно, без применения дополнительных шлюзов и других промежуточных устройств.

Все необходимые средства лицензирования, аппаратное и программное обеспечение должны быть учтены и обеспечены изготовителем системы в рамках настоящего Технического задания за счет собственных средств.

6.1.2.2 Требования к интеграции в систему мониторинга и диагностики КИПиА

С целью оперативного удаленного тестирования, диагностики и управления процессом технического обслуживания полевого оборудования (КИПиА, исполнительные механизмы) должна быть произведена интеграция в систему мониторинга и полевого КИП.

Система мониторинга и диагностики КИПиА (СМиД) предназначена для конфигурирования, документирования, диагностики и прогнозирования необходимости технического обслуживания полевых КИП.

СМиД выполняет следующие основные функции:

- настройка и модификация параметров настройки приборов полевого уровня;
- проверка достоверности вводимых данных;
- идентификация и тестирование приборов;
- имитация работы приборов;
- диагностика;
- обслуживание приборов;
- функции проверки приборов (например, тестирование измерительных цепей);
- импорт/экспорт (данных, отчетов и т.д.);
- контроль жизненного цикла приборов и формирование сообщений о необходимости их замены;
- регистрация изменений в настройках и режимах работы на уровне системы и отдельно взятого прибора (аудиторский след);
- формирование отчетов о калибровке приборов;
- графическое представление огибающих, графиков кривых, результатов диагностики и т.д.

Функции управления системой:

- однородное представление данных и однородное выполнение операций с приборами;
- автоматическое включение индикаторов, информирующих о необходимости выполнения профилактического обслуживания приборов;
- обнаружение расхождений между проектом и реально установленными приборами;
- увеличение надежности работы приборов за счет повышения эффективности их обслуживания;
- сокращение инвестиционных и эксплуатационных расходов.

С целью интеграции в систему мониторинга и диагностики, должна обеспечиваться поддержка одного или нескольких коммуникационных протоколов используемых для обслуживания приборов полевого уровня. Основным протоколом системы должен быть HART и/или Modbus RTU.

Передача диагностической информации на АРМ должна осуществляться с коммуникационных модулей ввода/вывода контроллеров (приоритетно) поддерживающих Modbus RTU или HART-протокол по стандартной сети Ethernet. Все применяемые в АСУТП модули аналогового ввода-вывода должны поддерживать HART-протокол.

6.1.3 Требования к электроснабжению и электропитанию

Электротехнические устройства АСУТП относятся к электроприемникам особой группы I категории электроснабжения, не допускающей перерыва электропитания.

Допускается электропитание средств АСУТП выполнять с использованием других категорий электроснабжения в случаях, если не нарушаются требования Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Для организации бесперебойного электропитания компонентов АСУТП необходимо применять ИБП, требования к ИБП определены в подразделах 6.1.3.1, 6.1.3.2 настоящего Технического задания.

Для организации электропитания оборудования АСУТП, контроллерного оборудования, модулей ввода/вывода, реле, устройств сигнализации и индикации и КИПиА необходимо применять блоки питания, требования к блокам питания определены в подразделе 6.1.3.3.

6.1.3.1 Требования к электроснабжению от ИБП

ИБП должны обеспечить защиту технических средств АСУТП от следующих нарушений в системе электроснабжения:

- отклонений напряжения;
- колебаний напряжения;
- провала напряжения;
- несинусоидальности напряжения;
- несимметрии напряжения;
- отклонения частоты;
- электромагнитных помех (наводок);
- временного перенапряжения.

Бесперебойное электропитание технических средств АСУТП должно обеспечить их работу не менее 1 часа после исчезновения напряжения сети основного ввода.

ИБП могут быть подключены к отдельному техническому устройству, либо интегрированы в комплекс технических средств (например, в локальную вычислительную сеть) с применением специальных аппаратных и программных средств.

6.1.3.2 Требования к источникам бесперебойного питания

ИБП должен быть с двойным преобразованием энергии (тип – on-line) в соответствии с требованиями ГОСТ МЭК 62040-3-2009.

ИБП должен отвечать нижеследующим или более строгим требованиям:

- выходное напряжение – $220\text{ В} \pm 10\%$ переменного тока;
- выходная частота тока - $50 \pm 0,4$ Гц;
- искажение напряжения - 3% от общего гармонического искажения при линейной нагрузке и 5% при нелинейной нагрузке;
- крест-фактор нагрузки - 3:1;
- перегрузочная способность преобразователя - 120% полной нагрузки в течение 1 секунды;
- реакция на переходные напряжения - максимум $\pm 15\%$ при 100% номинальной мощности ИБП;
- время восстановления переходного напряжения – в пределах 2% от выходного напряжения в установившемся режиме в течение 100 мс;
- низкочастотный шум на расстоянии 1 метра – менее 52 dBA;
- ИБП должен отвечать требованиям электромагнитной совместимости.

ИБП в части требований к цепям постоянного тока, электрической изоляции гальванически отделенных входных и выходных цепей всех устройств, входящих в его состав, а также этим цепям и корпусам конструкции должен соответствовать ГОСТ 27699-88.

ИБП должен обеспечить нормальную работу при следующих условиях (ГОСТ 27699-88):

- температурный диапазон рабочий: от плюс 4 до плюс 40°C;
- влажность - не более 80% при температуре плюс 25±5°C;
- в воздухе не должно быть токопроводящей пыли и химически активных веществ;
- синусоидальная вибрация – 20...25 Гц;
- атмосферное давление – 630...800 мм рт. ст.

Требования к хранению - по ГОСТ 27699-88.

Для ИБП должна быть предусмотрена:

- индикация нагрузки, мощности, напряжения;
- индикация разрядки аккумулятора;
- индикация перегрузки;
- предупредительная сигнализация о необходимости замены аккумулятора;
- визуальная и звуковая сигнализация нештатного состояния.

Зарядное устройство ИБП должно включаться автоматически при восстановлении подачи питания от системы электроснабжения (если имело место его отключение) и полностью зарядить аккумулятор в течение 8 часов.

ИБП должен иметь возможность установки, при необходимости, дополнительных аккумуляторов. Потребность в аккумуляторах должна определяться для каждого ИБП на этапе проектирования. Подключаемая нагрузка к ИБП не должна превышать 70% от его максимальной мощности.

Мощность ИБП должна выбираться исходя из надежного питания электроприемников особой группы в рабочих и переходных режимах (например, пусковых).

Аккумуляторы ИБП должны быть герметичными (не подлежащими обслуживанию).

Элементы аккумулятора не должны выделять газ, чтобы не потребовались система вентиляции, удаления влаги или специальные батарейные отсеки.

Контроль и защита батарей должны включать следующее:

- периодическое автоматическое тестирование;
- контроль разрядных характеристик без отключения выпрямителя;
- защита от глубокого разряда;
- отображение остаточной емкости батарей и времени автономной работы батарей при текущей нагрузке на дисплее устройства.

ИБП в части требований по безопасности должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.0-75.

ИБП должен соответствовать следующим требованиям по надежности:

- средняя наработка на отказ – 10000 ч.;
- назначенный срок службы – 10 лет.

Назначенный срок службы аккумуляторов должен составлять не менее 5 лет.

Программное обеспечение для управления и мониторинга ИБП в общем случае должно:

- предоставить возможность контроля и управления ИБП через ЛВС с использованием стандартного протокола SNMP. ИБП должен передавать сигналы о своем состоянии на верхний уровень АСУТП, как минимум: «Работа от батарей/от сети», «Заряд ИБП», «Нагрузка», «Оставшееся время работы от батареи», «Отказ работы»;

- обеспечить автоматическое отображение тревожных сообщений о возникающих неисправностях в электрической сети (об исчезновении электропитания, о предстоящем отключении АРМ, об отключении бесперебойного питания и т. п.). В сообщениях эксплуатационному персоналу должно быть указано место нахождения ИБП, где имело место исчезновение питания;

- обеспечить автоматическое гарантированное сохранение целостности данных при невозможности длительного обеспечения автономной работы потребителей, например, при завершении ресурса аккумуляторных батарей;

- обеспечить прием, обработку и отображение информации от датчиков, подключаемых к ИБП (например, от датчиков системы контроля доступа в шкаф, где располагается ИБП);

- предоставить возможность разработки расписаний автоматической самодиагностики ИБП.

Для ИБП в процессе эксплуатации должны быть предусмотрены следующие режимы функционирования:

- нормальный;
- аварийный (автономный);
- перезарядка;
- байпас (автоматический, ручной).

Автоматический байпас должен производиться устройством управления ИБП в случае перегрузки по его выходу или при неисправности в его узлах.

В этом режиме также, при наличии резервного источника переменного тока, должно осуществляться автоматическое включение резерва.

Ручной байпас должен использоваться при проведении технического обслуживания и ремонта ИБП. Переключатель, посредством которого осуществляется ручное включение байпаса, должен иметь возможность блокировки в положении, соответствующем режиму ручного байпаса.

При производстве ручного включения байпаса должны быть приняты меры, не допускающие нарушение бесперебойности электропитания.

В процессе эксплуатации должна быть обеспечена возможность проведения испытаний ИБП:

- в установившемся состоянии;
- в переходном режиме;
- при динамических изменениях в системе электропитания;
- при неисправности;
- при неблагоприятных внешних условиях.

В объеме КД поставщик должен предоставить расчет мощности ИБП, а также расчет емкости АКБ на 1 час бесперебойной работы при пропадании электроснабжения.

ИБП в комплекте поставки должен иметь ЗИП АКБ в объеме 100%.

6.1.3.3 Требования к блокам питания 220/24В

Блоки питания должны выбираться из линейки стандартных мощностей с учетом необходимых мощностей для реализации целей проекта.

БП должны быть импульсного принципа действия со стабилизацией входного напряжения.

Блоки должны иметь исполнение для установки в шкафах промышленной автоматизации на монтажные шины стандарта DIN.

Основные функции блоков питания:

- Формирование стабилизированного выходного напряжения 24 В постоянного тока;
- Возможность параллельной работы для нескольких блоков для увеличения (при необходимости) выходной мощности;
- Гальваническое разделение выходов от питающей сети.

Функции защиты:

- Защита от токовой перегрузки по выходу;
- Защита от короткого замыкания по выходу;
- Защита от перегрева блока;

- Защита от перенапряжения на выходе.

Функции индикации и сигнализации:

- Светодиодная индикация нормального функционирования блока;
- Светодиодная индикация аварийных состояний;
- Релейный выход нормального функционирования блока.

Входные характеристики (не хуже):

- Номинальное входное напряжение – 220 В переменного тока, с диапазоном 150...260

В;

- Частота переменного тока – 50 Гц;
- КПД при максимальной нагрузке – 85%;
- Максимальное значение пускового тока – 60 А.

Выходные характеристики:

- Номинальное выходное напряжение при максимальной нагрузке – 24 В постоянного тока;
- Отклонение выходного напряжения от номинального при работе без нагрузки - ± 5

В;

- Диапазон регулировки выходного напряжения – 22...28 В;
- Нестабильность выходного напряжения при изменении входного напряжения от 150 до 260 В при максимальной нагрузке - $\pm 1\%$;
- Нестабильность выходного напряжения при изменении нагрузки от 10 до 100% при номинальном входном напряжении - $\pm 2\%$;

Функции защиты:

- Уровень срабатывания защиты при перегрузке по току (в % от максимальной нагрузки) – 120%;
- Уровень срабатывания защиты от перенапряжения на выходе – 30...33 В.

6.1.4 Архитектура системы управления

Структурная схема системы управления представлена на чертеже ЧОНФ.ГАЗ-КГС.206.13-П-ИЛО.06.02-ГЧ-001 проектной документации.

АСУТП должна контролировать и управлять технологическими объектами, перечисленными в подразделе 5.1.

АСУТП должна быть интегрирована с АСУТП проекта ЧОНФ.ГАЗ-УКПГ-П-ТХ.02.01 «Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)».

6.1.5 Сводный перечень сигналов

Состав средств АСУТП должен предусматривать запас контролируемых и управляющих сигналов не менее 20% для возможности расширения системы.

Количество, тип и характеристика сигналов (без учета запаса 20%) от устройств полевого уровня приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Количество, типы и параметры сигналов системы управления.

Наименование объекта	AI	AO	DI	DO	RS-485 шлейф
Шкаф ПЛК СТМ					
Арматурный блок (K27-АБ-001...K27-АБ-005) PCV-001.1...001.5, УЗР-001.1...001.5, КО-001.1...001.5	20	10	10	5	15
Загазованность на площадке скв. №1...№4, 27Р	5		19	4	
K27-СИКГ-001,002 (Шкаф СОИ СИКГ)					1
Шкаф управления ГФУ	-		2	2	1
Загазованность на площадке блока подачи газа	1		5	2	
Узел запуска СОД, совмещенный с узлом отключающей арматуры (XV-3 шт.)	6		12	9	1
Загазованность	1		5	2	
Система ПС			2		
ИТОГО:	33	10	55	24	18

Наименование объекта	AI	AO	DI	DO	RS-485 шлейф
Шкаф РСУ (проект ЧОНФ.ГАЗ-УКПГ-П-ТХ.02.01 "Обустройство Тымпучиканского нефтегазоконденсатного месторождения. Установка комплексной подготовки газа (УКПГ)"					
Узел приема СОД (Л27-КП-001), совмещенный с узлом охранной запорной арматуры (3 шт.)	4		12	9	1
Загазованность	1		5	2	
ИТОГО:	5		17	11	1

Количество сигналов может быть уточнено на стадии разработки рабочей документации.

В приведённом перечне входных/выходных сигналов использованы следующие условные обозначения:

- DI – дискретный входной сигнал;
- DO – дискретный выходной сигнал;
- AI – аналоговый входной сигнал;
- AO – аналоговый выходной сигнал;

- SLDI – дискретный входной сигнал, передаваемый по последовательной связи;
- SLDO – дискретный выходной сигнал, передаваемый по последовательной связи;
- SLAI – аналоговый входной сигнал, передаваемый по последовательной связи;
- SLAO – аналоговый выходной сигнал, передаваемый по последовательной связи.

При расчёте количества оборудования следует учесть:

- 20 % запаса оборудования по каждому типу жёстко-проводных сигналов и не менее n+1 модулей для интерфейсных шлейфов по каждому ПЛК.

6.1.6 Требования к структуре и функционированию системы

6.1.6.1 Общие требования к структуре и функционированию системы

Автоматизированная система управления технологическими процессами должна обеспечивать надежную и безопасную эксплуатацию с максимально возможной производительностью и минимальными простоями технологического оборудования.

Все элементы разрабатываемой АСУТП должны соответствовать ГОСТ 24.104-2023 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования».

Структура системы контроля и управления должна быть разработана исходя из принятого уровня автоматизации (по данному проекту принят 3 уровень автоматизации), обеспечения безопасной эксплуатации проектируемого производства, принятой структуры генплана и возможностей применяемых технических средств системы управления.

Структура проектируемой АСУТП представлена тремя уровнями:

- Нулевым уровнем, включающим КИПиА;
- Первым уровнем, состоящим из контроллерного оборудования и обеспечивающим интеграцию в автоматизированную систему управления;
- Вторым уровнем, состоящим из сетевого оборудования и АРМ операторов.

6.1.6.2 Требования к способам и средствам связи для информационного обмена между компонентами системы

Компоненты системы управления должны быть связаны в единую информационную сеть для обеспечения следующих функций:

- двустороннее взаимодействие между уровнями системы;
- двустороннее взаимодействие частей системы и подсистем внутри уровня.

В проектируемой системе должна быть обеспечена высоконадежная передача данных на всех уровнях управления.

Передача информации с первого уровня на второй должна осуществляться по интерфейсу Ethernet.

6.1.6.3 Требования к режимам функционирования системы

Режим функционирования – круглосуточный, непрерывный.

Выход из строя отдельных функциональных модулей не должен приводить к потере функций системы управления, к выдаче ложной команды управления.

6.1.6.4 Требования к диагностированию системы

АСУТП должна иметь встроенные средства и обеспечивать полную самодиагностику программного и аппаратного обеспечения:

- внутренняя диагностика полевого оборудования и локальных автоматизированных систем;

- диагностика целостности информационного канала связи с полевым оборудованием и локальными автоматизированными системами;
- диагностика контроллерного оборудования;
- диагностика коммуникационных линий;
- диагностика и обработка ошибок программного обеспечения;
- диагностика и обработка ошибок ручного ввода оператору в виде списка сообщений с указанием места возникновения события;
- диагностика систем электропитания.

Диагностическая информация должна выдаваться оператору в виде списка сообщений с указанием места возникновения события.

Должны быть предусмотрены штатные алгоритмы и экранные формы для проверки срабатывания системы технологических защит и измерительных каналов системы (экранные формы-таблицы с наименованием измерительных каналов с текущими установившимися измеряемыми значениями в кодах АЦП, миллиамперах и т.д.).

6.1.6.5 Перспективы развития и модернизации системы

АСУТП должна быть открытой и позволяющей наращивание, как по функциям управления, так и по числу периферийных объектов.

Расширение функций и масштабирование АСУТП не должно быть связано ни с модернизацией разработанных частей системы, ни с понижением коэффициента надежности и готовности системы в целом, даже на период расширения.

Для развития и модернизации системы должны быть предусмотрены:

- резервные каналы ввода/вывода и лицензии объеме не менее 20% для каждого типа сигналов;
- система должна допускать поэтапный ввод АСУТП по установкам;
- резерв информативных характеристик (например, производительность, объем жесткого диска) не менее 40%.

В АСУТП должна быть предусмотрена возможность внесения изменений силами обслуживающего персонала Заказчика, в случае изменения технологии или методов управления путем переналадки либо создания контуров управления, алгоритмов отчетных форм и видеокладов.

При разработке программного обеспечения Поставщик системы должен предусмотреть создание типовых шаблонов основных технологических площадок для последующей возможности быстрой интеграции новых площадок в АСУТП собственными силами Заказчика.

Должна быть предусмотрена возможность расширения нулевого уровня АСУТП путем подключения дополнительных модулей ввода-вывода, нормирующих преобразователей, барьеров искрозащиты (при необходимости) и других аппаратных компонентов в объеме 20% по дискретным каналам ввода-вывода и 20% по остальным сигналам. Все вышеперечисленные компоненты должны быть установлены в шкафах ПЛК и обвязаны до входных клеммников, чтобы обеспечить быстрое подключение дополнительных сигналов без внутришкафного монтажа.

АСУТП должна быть построена с учетом возможности интеграции дополнительных локальных систем управления.

Во всех шкафах и панелях, шасси контроллеров системы АСУТП необходимо предусмотреть не менее 20% свободного места для размещения дополнительного оборудования.

6.1.7 Показатели назначения

Основными показателями создания АСУТП являются:

- обеспечение высоких технико-экономических показателей работы основного технологического оборудования за счет выполнения требований технологического регламента, исключения ошибочных действий оперативного производственного персонала, минимизация времени реагирования на аварийные ситуации;
- обеспечение непрерывного контроля работы основного технологического оборудования и системы жизнеобеспечения, своевременного оповещения о выходе контролируемых параметров за пределы уставок;
- обеспечение высокого уровня безопасности за счет развитых средств сигнализации, блокировок и защит с минимальным временем реагирования;
- повышение надежности автоматизированного управления технологическими объектами с использованием самодиагностики аппаратных и программных средств АСУТП;
- уменьшение затрат на эксплуатацию;
- сокращение объемов энергопотребления;
- создание архива режимов работы и состояния оборудования с обеспечением быстрого доступа и автоматизированной обработке данных;
- увеличение межремонтного срока работы основного оборудования;
- улучшение условий труда оперативного и эксплуатационного персонала за счет автоматизации рабочих мест с удобным представлением информации о ходе технологического процесса;
- обеспечение руководства предприятия точной, достоверной и оперативной информацией о работе оборудования для повышения эффективности принятия решений по управлению технологическими процессами на базе единой и связанной системы диспетчеризации и автоматизированного диалогового режима работы.

6.1.8 Требования к надежности

Под надежностью необходимо понимать свойство технического устройства выполнять свои функции в течение срока его службы. Обычно это становится невозможным при выходе из строя какого-либо компонента.

Коэффициент готовности показывает вероятность того, что система будет работоспособна к определенному моменту времени. Коэффициент готовности системы зависит от времени обнаружения ошибки и времени устранения ошибки. Он должен быть увеличен за счет резервирования. Резервируемые компоненты должны быть спроектированы таким образом, что выход из строя одного компонента не влиял на работоспособность всей системы.

Отказом системы должно считаться событие, заключающееся в невыполнении хотя бы одной из функций системы, вызванное неисправностью аппаратных средств, входящих в КТС, или ошибкой в программном обеспечении системы, и требующей замены устройства за время, превышающее максимальное время восстановления, или доработки программы.

АСУТП должна быть спроектирована таким образом, чтобы отказ оборудования или программного обеспечения не вызывал отказа выполнения функций:

- управления ходом технологического процесса;
- противопожарной и газовой защиты.

Общие требования и номенклатура показателей надежности должны соответствовать ГОСТ 24.701-86 «Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения».

Назначенный срок службы контроллерного оборудования должен составлять не менее 10 лет. Заданные показатели надежности должны обеспечиваться при соблюдении

нормальных условий и режимов эксплуатации оборудования, использованием комплектов одиночного и группового ЗИП, проведением планового технического обслуживания.

Время работы оборудования в автономном режиме при отключении электроэнергии должно составлять не менее 1 часа.

Оборудование должно работать в режиме «горячего резервирования» (модулей связи с децентрализованной периферией) и иметь возможность «горячей» замены модулей ввода-вывода.

Источники питания должны быть резервируемыми.

Электропитание средств автоматизации необходимо выполнять от отдельных БП для оборудования среднего уровня и оборудования КИП.

Исходными данными для определения обоснованных требований к надежности АСУТП являются:

- виды и критерии отказов по всем рассматриваемым функциям АСУТП;
- уровень эффективности по всем функциям системы и величины ущербов по всем видам отказов;
- состав персонала, технических и программных элементов, участвующих в выполнении каждой функции системы;
- возможные пути повышения надежности для каждой функции АСУТП, и связанные с ними затраты;
- величины ущербов, связанные с возникновением в АСУТП аварийных ситуаций;
- возможности пути снижения опасности возникновения аварийных ситуаций, и связанные с ними затраты.

Требования по обеспечению надежности АСУТП должны определяться путем сопоставления потерь, связанных с отказами АСУТП в выполнении функций и с возникновением аварийных ситуаций, и затрат, связанных с обеспечением и повышением надежности АСУТП, включая удорожание оборудования.

К обязательным работам по обеспечению надежности, которые следует выполнять в процессе создания АСУТП, относятся:

- анализ состава и содержания функций разрабатываемой АСУТП;
- определение конкретного содержания понятия ОТКАЗ, и критериев отказа по каждому виду отказов для всех функций Системы;
- определение конкретного содержания понятия АВАРИЙНАЯ СИТУАЦИЯ для данной Системы и критериев аварийной ситуации по каждой рассматриваемой ситуации;
- анализ аварийных ситуаций в АСУТП;
- выбор состава показателей надежности по всем функциям АСУТП и, при необходимости, по всем аварийным ситуациям и определение требований к уровню их значений;
- выбор методов оценки надежности АСУТП на различных стадиях ее создания и функционирования;
- проведение проектной оценки надежности АСУТП при разработке проекта Системы. Общий порядок оценки надежности автоматизированных систем приведен в п.6.1.8.1;
- определение режимов и параметров технической эксплуатации АСУТП.

Надежность системы технологических защит должна обеспечиваться:

- аппаратным резервированием:
 - а) модулей центрального процессора;
 - б) промышленных сетей;
 - в) источников питания;

– временной, алгоритмической, информационной и функциональной избыточностью и наличием средств оперативной и автономной диагностики.

Основные меры и показатели обеспечения надежности комплекса технических средств и программного обеспечения:

– АСУТП должна иметь средства бесперебойного питания, чтобы функции контроля и защиты выполнялись при любых сбоях электроснабжения. Система бесперебойного электропитания должна обеспечивать функционирование Системы и полевого оборудования КИПиА в течение 1 часа после аварийного отключения электроэнергии;

– структура комплекса технических средств должна предусматривать возможность электропитания АСУТП через источник бесперебойного питания, имеющего возможность автоматического включения резерва;

– при срабатывании условий защитных блокировок пуск технологического процесса должен выполняться технологическим персоналом вручную по месту;

– АСУТП должна иметь в своем составе аппаратно-программные средства самодиагностики, позволяющие фиксировать отказы оборудования Системы с точностью до модуля, и передавать о них сообщения на рабочие станции, для архивирования и отображения;

– для АСУТП должна быть предусмотрена возможность резервирования необходимого типа модулей и блоков (дублированные блоки питания, дублированная системная шина).

6.1.8.1 Показатели надежности технических и программных средств

Показатели надежности системы должны отвечать требованиям ГОСТ 24.701-86. Показатели надежности системы должны определяться по результатам, полученным на этапе опытной эксплуатации.

Показатели надежности включают в себя:

- среднее время безотказной работы компонентов системы,
- среднее время восстановления работоспособности системы,
- среднее время обнаружения ошибки.

Методы расчета показателей надежности должны соответствовать ГОСТ 27.301-95 «Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения».

АСУТП должна обеспечивать следующие значения показателей надежности выполнения основных функций:

- режим работы – непрерывный (24ч/сутки);
- средняя наработка на отказ по информационным функциям – не менее 40 000ч;
- средняя наработка на отказ по функциям управления – не менее 50 000ч;
- средняя наработка на отказ по функциям защиты – не менее 120 000ч;
- среднее время восстановления работоспособности системы по любой из выполняемых функций не должно превышать 60 мин;
- коэффициент готовности системы по основным функциям – не менее 0,99;
- среднее время восстановления после сбоя с заменой модулей из ЗИП – не более 1 часа;

- Срок службы ОАСУТП должен составлять не менее 15 лет.

В составе АСУТП должны быть предусмотрены источники бесперебойного питания. Время автономной работы каждой из систем АСУТП от батарей – 1 час.

6.1.9 Требования к безопасности

Технические средства АСУТП должны соответствовать требованиям «Правил устройства электроустановок» и правил техники безопасности электрических цепей по

ГОСТ 12.2.007.0-75, а также требованиям по безопасности средств вычислительной техники, используемой в ИСУ по ГОСТ 25861-83.

Технические средства, размещаемые во взрыво- и пожароопасных зонах должны отвечать требованиям ГОСТ 30852.13-2002 и ПУЭ, раздел VII.

Все внешние элементы технических средств системы, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения человека, а сами технические средства – заземлены в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.030-81 и «Правил устройства электроустановок» изд. 6, глава 7.3.

Требования безопасности к составным частям системы в отношении изоляции токоведущих частей, блокировок и защитному заземлению должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.0-75 и ГОСТ 25861-83.

По способу защиты человека от поражения электрическим током составные части системы относятся к классу 1 или 01 по ГОСТ 12.2.007.0-75.

Требования безопасности, предъявляемые к комплектным устройствам, монтируемым в шкафах системы, должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.0-75.

Используемые для монтажа АСУ кабели, входящие в состав поставки, должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 50571.5.52-2011 и ПУЭ по сечениям и конструктивному исполнению.

Общие требования по технике безопасности при эксплуатации АСУТП должны устанавливаться специальным разделом инструкции по эксплуатации системы.

Требования безопасности при монтаже, наладке, эксплуатации, обслуживании и ремонте технических средств системы приводятся в документации на технические средства.

При использовании вида взрывозащиты - искробезопасная электрическая цепь, для обеспечения взрывобезопасности аналоговых и дискретных сигнальных цепей полевых устройств должны применяться барьеры искрозащиты с гальванической развязкой. Для устройств Modbus RTU с взрывозащитой искробезопасная электрическая цепь должны применяться полевые искробезопасные барьеры.

6.1.10 Требования к эргономике и технической эстетике

Взаимодействие человека с системой осуществляется через места доступа к интерфейсу системы, оборудованные цветным графическим терминалом с функционально – цифровой клавиатурой, координатным устройством «мышь».

Организация труда и рабочие места должны соответствовать ГОСТ Р 50948-2001 «Средства отображения информации индивидуального пользователя. Общие эргономические требования и требования безопасности» и ГОСТ Р 50949-2001 «Средства отображения информации индивидуального пользователя. Методы измерений и оценки эргономических параметров и параметров безопасности».

Цветовая схема визуализации процессов, отображаемая на экранах мониторов АРМ, операторских панелей и пр. должна быть единообразной и соответствовать цветовой схеме принятой на объектах Заказчика.

Концепция формирования и отображения событий должна соответствовать требованиям М-15.05.02.01.01-02.

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

6.1.11.1 Общие требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению компонентов системы

Технические средства системы должны эксплуатироваться в непрерывном режиме.

При эксплуатации система не должна требовать периодического технического обслуживания, кроме замены отдельных устройств, при неисправностях или отказах. Все технические средства системы должны эксплуатироваться в режиме круглосуточной работы.

Обслуживание системы не должно требовать увеличения обслуживающего персонала на объекте, кроме заявленного в проекте.

Технические средства, устанавливаемые непосредственно на технологических установках и на открытых площадках должны иметь соответствующий вид взрывозащиты (при установке во взрыво- и пожароопасных зонах). Остальные технические средства, устанавливаемые в помещениях управления – общепромышленного исполнения.

Для приборов КИПиА применить таблички с позиционными номерами, выгравированными механическим способом.

Функционирование системы должно быть рассчитано на круглосуточный режим работы 24 ч/сутки, с остановкой на профилактику не чаще, чем один раз в год в период капитального ремонта.

Виды, периодичность и регламент обслуживания технических средств должны быть указаны в соответствующих инструкциях по эксплуатации.

Основные технические средства системы должны размещаться в аппаратурных блоках объектов добычи газа.

В закрытых отапливаемых помещениях, используемых для размещения большинства устройств автоматики (блочные устройства, вторичные приборы, индикаторы, пульты и др.), температура и влажность окружающего воздуха должны поддерживаться в пределах, установленных для группы В4 по ГОСТ.

ГОСТ Р 52931-2008, а механические факторы соответствуют значениям, установленным для группы L2 по ГОСТ Р 52931-2008 (места, защищенные от существенных вибраций).

В закрытых отапливаемых помещениях, используемых для размещения средств вычислительной техники, должны поддерживаться значения температуры, влажности и давления окружающего воздуха в пределах, а именно: температура от +5 до +30°C, относительная влажность (при +30°C) от 40 до 90% и давление от 630 до 800 мм.рт.ст.

Оборудование системы телемеханики должно обладать электромагнитной совместимостью согласно перечню межгосударственных стандартов, указанных в Письме 6210/03-СМ «О применении межгосударственных стандартов в области ЭМС»

Оборудование системы телемеханики должно быть устойчиво к кондуктивным помехам, наведенными радиочастотными электромагнитными полями, соответствующих степени жесткости испытаний 2 по ГОСТ Р 51317.4.6-99 (МЭК 61000-4-6-96) «Совместимость технических средств электромагнитная устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными электромагнитными полями. Требования и методы испытаний».

В помещениях управления должны быть предусмотрены автономные контуры заземления, не связанные гальванически с контурами заземления каких-либо других производственных помещений, а также с нейтралью трехфазной сети.

Пользовательский интерфейс должен предоставлять возможность графического многооконного отображения информации о состоянии объекта управления в виде мнемосхем, панелей управления, графиков и таблиц, в удобном для восприятия виде.

Отображение информации на экране дисплея должно обеспечивать получение для каждой зоны контроля и управления полной характеристики текущего состояния, архивных данных технологического процесса и оборудования в виде, наиболее удобном для восприятия в конкретной ситуации.

Фрагменты изображения не должны быть перенасыщены информацией и разнообразием цветовой гаммы.

6.1.11.2 Условия и режимы эксплуатации

Во избежание ухудшения характеристик устройств, плотность пыли, содержание в воздухе в помещениях, не должно превышать 75 микрограмм в метре кубическом.

Оборудование АСУТП не должно подвергаться воздействию электромагнитных полей, превышающих следующие значения:

- 0,001 Tesla для частот менее 100 Гц;
- 0,0001 Tesla для частот менее 1 кГц;
- 0,00001 Tesla для частот менее 10 кГц.

Для исключения сбоев в работе средств вычислительной техники системы оборудование подключить к контуру заземления т.н. «информационное заземление», изолированное от защитного заземления. Общее сопротивление шины «информационного заземления» от заземления до потребителя не должно превышать 1 Ом.

Для электроснабжения электронно-вычислительного оборудования АСУ должны быть установлены распределительные щиты электропитания. Общий автомат-выключатель, расположенный в этих щитах, должен обеспечивать защиту секционных выключателей, которые в свою очередь обеспечивают защиту оборудования по помещениям. Все секционные выключатели должны иметь дифференциальную защиту по току на величину 30мА.

В тех случаях, когда автоматический автомат-выключатель предназначен для защиты нескольких комплексов оборудования, при монтаже оборудования необходимо стремиться к минимизации вреда, который может быть причинен персоналу в случае аварии питания и соответствующего срабатывания защиты. Следует избежать, например, объединения 3-х (или более) единиц оборудования на один и тот же автоматический выключатель или объединения под одну и ту же защиту основного и резервного оборудования.

Должны выполняться следующие требования к заземлению оборудования системы:

- заземление шкафов автоматики должно выполняться или заземлением в режиме ТТ, или занулением в режиме глухо-заземленной нейтрали ТNS;
- использовать защитное и рабочее (инструментальное) заземление;
- контура защитного и рабочего заземления на площадке должны быть подключены к одному заземлителю с сопротивлением растекания не более 4 Ом;
- к контуру защитного заземления на площадке должны подключаться шины всех шкафов автоматики, включая «внешние» системы;
- к контуру рабочего (инструментального) заземления должны подключаться шины заземления средств вычислительной техники и их периферийных устройств;
- шины рабочего (инструментального) заземления должны быть изолированы от шин защитного заземления и соединяться в одной общей точке.
- маркировку проводника рабочего (инструментального) заземления (РЕ) выполнить в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60050-826-2009.

Конструкция шкафов автоматики должны обеспечивать защиту обслуживающего персонала от поражения электрическим током в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.003-91. Автоматический выключатель питания должен разрывать цепи каждого полюса сети и соответствовать мощности, потребляемой шкафом автоматики с запасом не менее 30%.

В шкафах автоматики различных модификаций все доступные прикосновению металлические нетоковедущие части, которые могут оказаться под напряжением, должны иметь электрическое соединение с элементами заземления.

Требования к защитному заземлению должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.0-75.

Рядом с контактом заземления должен быть нанесен знак заземления в соответствии с ГОСТ 21130-75. Значение сопротивления между заземляющим болтом и каждой доступной прикосновению металлической нетоковедущей частью, которая может оказаться под напряжением, не должно превышать 0,5 Ом.

Все основное электропитание оборудования АСУ должно осуществляться от сети переменного тока 1-ой категории надежности напряжением 220В, частотой 50Гц. Для защиты от провалов основного напряжения сети и нарушения работоспособности оборудования в случае его пропадания, основное электропитание шкафов управляющих основной технологией должно дублироваться от источника бесперебойного электропитания напряжением 220В (от аккумуляторной батареи). Электропитание всех концентраторов информации и других шкафов автоматики, должно осуществляться от источников бесперебойного питания ИБП.

Подключение ИБП к электросети должно производиться резервированными силовыми кабелями.

Питание оперативным током вторичных цепей шкафного оборудования и электронной вычислительной техники должно осуществляться через автоматические выключатели АВР с защитой по току.

Необходимо предусмотреть непосредственные силовые кабели питания, предназначенные исключительно для оборудования АСУ. На входе эти кабели должны быть защищены автоматическими выключателями, характеристики которого должны соответствовать электропотреблению подключаемого оборудования. Вся подводка электросети для питания оборудования АСУ должна быть резервирована.

Для защиты электропитания выключатели должны иметь дифференциальную защиту, рассчитанную на требуемую нагрузку.

Питание датчиков и измерительного оборудования должно осуществляться:

- для датчиков обыкновенного исполнения и с видом взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» - от источников постоянного тока 24В ИБП через распределительные и защитные устройства;

- для датчиков с видом взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» и с номинальным напряжением питания 24В – от блоков питания, имеющих вид взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь».

По устойчивости к воздействию температуры и влажности окружающего воздуха в процессе эксплуатации по ГОСТ 26.205-88 оборудование ИСУ должно соответствовать категории (группе) В4.

В таблицах 4, 5 приведены предельные климатические условия работы оборудования в помещениях с установленными шкафами автоматики.

Таблица 4 – Предельные климатические условия работы оборудования в помещениях с установленными шкафами автоматики

Группа	T min, °C	Tmax, °C	Относительная влажность, %	Скорость нарастания температуры, °C/ч	Категория помещения по ГОСТ 26.205-88 (группа)
В4	4	40	без конденсации влаги	20	Обогреваемые или охлаждаемые помещения

Таблица 5 – Предельные условия работы электронно–вычислительного оборудования в помещениях

Характеристика	Пределы рабочих значений	Пределы значений при хранении
Температура, °C	от 20 °C до 25 °C	не менее 6 °C
Градиент температуры, °C/ч	от 10 °C до 35 °C	до 15 °C/ч
Относительная влажность без конденсации, %	от 20 % до 80 %	От 5 % до 95%
Градиент влажности, %/ ч	10% в час	--

Методы противопожарной защиты зависят от категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности. Для помещений с оборудованием АСУТП присвоена классификация по НПБ 105-03 ВЗ.

6.1.11.3 Предварительные требования к площадям

Размеры помещения для установки шкафов автоматики и коммуникационного оборудования должны определяться согласно нормам СП 12.13130.2009 и СП 77.13330.2016 в зависимости от предусмотренной конфигурации и возможного расширения.

Помещение должно быть достаточных размеров для подходящей компоновки оборудования и обеспечивать возможность рациональной и эргономичной эксплуатации. Вокруг каждого шкафа должно быть предусмотрено достаточно места для его техобслуживания (не менее 1,2м с лицевой стороны).

Легкий доступ в помещения должен обеспечиваться благодаря достаточному пространству.

Для доступа в помещение рекомендуется устанавливать двойные двери с полезной шириной прохода не менее 1 м.

При монтаже шкафов в помещениях следует учитывать их габариты (19” шкафы).

При этом к шкафам должен обеспечиваться удобный подход со стороны обслуживания и со стороны внешних кабельных подключений.

6.1.11.4 Требования к численности и квалификации персонала

Численность эксплуатационного персонала, занятого обслуживанием элементов АСУТП, определяется Кодексом законов о труде РФ и должна соответствовать значениям, соответствующих технически обоснованным нормативам трудоемкости эксплуатации, утвержденным руководством в установленном порядке.

Численность эксплуатационного персонала должна обеспечивать достаточные ресурсы для поддержания коэффициента готовности системы на уровне, заданном в требованиях к надежности системы.

Количество и квалификация эксплуатационного персонала определяется действующим штатным расписанием.

Общий режим работы эксплуатационного и обслуживающего персонала должен быть круглосуточным.

Персонал, эксплуатирующий систему, должен соответствовать следующим требованиям:

- иметь квалификацию пользователя персонального компьютера;
- пройти обучение с целью получения практических навыков работы.

Для подготовки эксплуатационного персонала к выполнению своих обязанностей в условиях функционирования системы управления Заказчик системы совместно с организацией разработчиком должен проводить обучение на стадии «Ввод в эксплуатацию» и «Опытно-промышленной эксплуатации».

К оперативному персоналу относятся лица, непосредственно участвующие в принятии решений по управлению технологическим процессом и выполнении функций защиты (операторы, технологи, начальники смен и технологических установок).

Квалификация системного инженера должна соответствовать выполнению им оперативного администрирования:

- прикладных расчетных задач;
- АРМ операторов;
- коммуникационного сетевого оборудования;
- контроллеров системы управления.

Группа технической поддержки должна знать настройку программной и аппаратной части, обладать знаниями и умением классифицировать и устранять возникающие ошибки. Группа технической поддержки должна обеспечивать функционирование в штатном режиме технических и программных средств.

Квалификация инженера КИПиА должна соответствовать выполнению им оперативного обслуживания и ремонта средств автоматизации:

- коммуникационного сетевого оборудования;
- программируемых логических контроллеров;
- аппаратуры измерительных каналов и исполнительных устройств.

Квалификация слесаря КИПиА должна соответствовать выполнению им оперативного обслуживания и ремонта средств автоматизации: аппаратуры КИП, измерительных каналов и исполнительных устройств.

Квалификация электрика должны соответствовать выполнению им оперативного обслуживания и ремонта всего электрооборудования, входящего в состав АСУТП.

Персонал, обслуживающий систему, также должен соответствовать должностным требованиям.

Весь вышеупомянутый персонал должен постоянно повышать свою квалификацию, знакомиться с новинками в области разработки и сопровождения АСУТП.

Контроль соответствия персонала АСУТП соответствующим квалификационным требованиям должен осуществляться ответственными отраслевыми комиссиями.

Контроль знаний и навыков, а также возможность приступать к эксплуатации системы определяется в соответствии с эксплуатационной документацией.

6.1.11.5 Требования к запасным изделиям

Требования к составу, размещению и условиям хранения комплекта запасных изделий и приборов:

- дистрибутив программного обеспечения АСУТП должен храниться у Заказчика на внешних носителях с инструкцией и программой инсталляции.
- состав ЗИП определяется на этапе проектирования в соответствии с техническими требованиями по надежности АСУТП и объемом финансирования проекта и должен включать в себя не менее 20%, или не менее 1 единицы оборудования для всех компонентов системы (модули, процессоры, HDD, коммутаторы, барьеры и др. по согласованию с Заказчиком).

6.1.11.6 Требования к регламенту обслуживания

Регламент обслуживания определяется паспортами или эксплуатационной документацией на компоненты АСУТП.

Периодичность резервного копирования баз данных АСУТП должна быть отражена в эксплуатационной документации.

Для обеспечения регламента обслуживания, программные средства контроля состояния технических средств должны обеспечивать контроль, диагностику и тестирование для обнаружения и локализации неисправностей в технических средствах в процессе функционирования (без нарушения работоспособности комплексов) с возможностью отображения состояния технических средств.

6.1.12 Требования к защите информации от несанкционированного доступа

Программное обеспечение должно быть защищено от несанкционированного доступа:

- стандартными средствами безопасности, предоставляемыми операционной системой;
- стандартными средствами системы SCADA (идентификация/аутентификация пользователей и разграничение прав доступа).

В частности, изменение прикладного ПО системы SCADA должно выполняться только в режиме санкционированного доступа с регистрацией времени доступа и идентификатора пользователя, получившего такой доступ.

Программное обеспечение задач регистрации аварийных ситуаций и регистрации неисправностей ПТК совместно с организационно-техническими мероприятиями должны исключать для любого пользователя, не являющегося администратором системы, возможность несанкционированного стирания и записи информации в соответствующие массивы, хранящиеся на дисках и в архивах данных.

ПТК должен обеспечивать контроль уровней доступа пользователей к различным группам операций (например, управление электротехническим оборудованием, изменение уставок терминалов защит, конфигурирование системы), в соответствии с М-15.05.02.01-02.

Различные операции должны разделяться на группы:

- администрирование системы (редактирование экранов процесса, конфигурирование системы);
- оперативное управление технологическим процессом;
- работа с системой технологических защит.

По каждой группе могут быть обеспечены следующие уровни прав доступа:

- «просмотр» – только просмотр;
- «управление» – разрешено управление;
- «инженер» – разрешено изменение настроек;
- «системный администратор» – разрешены все операции, в том числе изменение прав других пользователей.

Для создания более гибкой системы разграничения прав доступа должна быть обеспечена возможность задания для каждого оператора уровней доступа по каждой из групп операций.

Права доступа и обязанности каждого оператора системы определяются в процессе выполнения проекта по согласованию с Заказчиком, в соответствии с должностными инструкциями Заказчика и реализуются путем задания для каждого оператора соответствующих уровней доступа по всем группам операций.

Открытие и закрытие мониторов, вход и выход пользователей из Системы должны регистрироваться как события с указанием идентификатора пользователя или ОП. Подача команд управления технологическим оборудованием посредством ПТК должна регистрироваться как событие с указанием идентификатора пользователя.

6.1.13 Требования по сохранности информации

При потере питания от одного источника с его последующим восстановлением не должны выдаваться ложные команды или ложная информация.

Информация об аварийных ситуациях в ПТК должна автоматически отображаться на дисплеях ОП, а также записываться и храниться на жестких дисках.

При отказе и последующем восстановлении работоспособности локальной сети должен автоматически восстанавливаться обмен информацией.

При включении ПТК, должно быть обеспечено отображение состояния тех сигналов устройств, текущее состояние которых доступно по чтению из устройств посредством базового ПО SCADA системы.

Временный отказ технических средств или потеря электропитания не должны приводить к разрушению накопленной или усредненной во времени информации.

Сохранность информации при нарушениях электропитания системы должна обеспечиваться за счет хранения программного обеспечения и информации о настройках конфигурации системы в энергонезависимых запоминающих устройствах. После восстановления электропитания Система автоматически должна приходить в рабочее состояние с восстановлением последней рабочей конфигурации и данных.

Сохранность информации, хранящейся на АРМ должна быть обеспечена путем применения зеркального дублирования жестких магнитных дисков.

Для обеспечения сохранности информации при неисправности каналов передачи данных, должно быть предусмотрено:

- резервирование каналов передачи;
- буферизация данных в энергонезависимой памяти контроллера с последующим восстановлением связи;
- отсутствие связи между первым и вторым уровнем не должно приводить к потере данных на первом уровне;
- время резервирования зависит от объема памяти контроллера (но не менее 30 минут при потере связи для передачи данных);
- реализовать гистерезис «мертвую зону» с возможностью ее редактирования с ВУ. Установить гистерезис для давления = 0,1МПа, уровня= 10мм, температуры= 10°C).

В системе должны быть предусмотрены средства для резервного копирования информации. В эксплуатационной документации должен быть определен регламент и

процедуры резервного копирования, восстановления данных и программного обеспечения.

6.1.14 Требования к средствам защиты от внешних воздействий

Настоятельно рекомендуется защищать носители: диски, карты памяти и другие носители путем их хранения в негорючих шкафах.

Доступы в помещения для электронно-вычислительного оборудования должны выполняться с огнестойкими дверьми (минимальная огнестойкость 1 час).

Здания, в которых располагается контроллерное оборудование, должны удовлетворять требованиям СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий», ПУЭ глава 7 «Заземление и защитные меры».

6.1.15 Требования к радиоэлектронной защите средств АС

Для обеспечения работоспособности в условиях эксплуатации оборудование АСУТП должно соответствовать требованиям устойчивости к импульсному магнитному полю по ГОСТ ИЕС 61000-4-9-2013, степень жесткости 4.

Оборудование АСУТП должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 50571-4-44-2019.

Для защиты от помех оборудования АСУТП следует использовать следующие способы:

- соблюдение условий совместной прокладки силовых проводок и информационных линий;
- рациональное конструирование соединительных линий (экранирование, заземление);
- гальваническая развязка входных и выходных цепей;
- установка помехозащитных устройств, при необходимости;
- организация функционального заземления.

Предусмотреть защиту оборудования АСУТП от внешних электрических и магнитных полей, а также помех по цепям питания.

6.1.16 Требования к стандартизации и унификации

Разработка системы должна осуществляться на основе и с учетом положений и требований, действующих в настоящее время стандартов, норм, правил и других НТД.

При разработке системы необходимо обеспечить единообразный подход при решении однотипных задач диагностического и информационного характера, максимальное использование унифицированных модулей.

Унификация информационных функций должна обеспечиваться использованием:

- унифицированных сигналов датчиков аналоговой и дискретной информации;
- единых (стандартных) методов сбора информации и первичной обработки входной информации;
- единых форм представления и способов документирования эксплуатационной информации;
- единых способов построения баз данных, типовых протоколов обмена информацией.

Формы представления информации должны быть максимально приближены к проектным изображениям технологических схем и их элементов.

6.1.17 Требования к патентной чистоте

Требования к патентной чистоте определяются в Договоре между Заказчиком и Исполнителем.

6.2 Требования к функциям системы

6.2.1 Общие требования к функциям системы

Функции, выполняемые системой, можно разделить на следующие группы:

- информационные;
- управляющие;
- функции защит и блокировок.

6.2.2 Требования к информационным функциям

Информационные функции должны обеспечивать оперативный и эксплуатационно-ремонтный персонал достоверной и своевременной информацией о работе технологического оборудования.

Функции включают в себя:

- сбор и первичную обработку аналоговых сигналов;
- сбор и первичную обработку дискретных сигналов;
- сбор и обработку цифровых сигналов;
- предупредительную и аварийную сигнализацию;
- регистрацию текущих событий;
- регистрацию аварийных событий;
- архивацию, хранение и предоставление ретроспективной информации;
- обеспечение возможности анализа действия защит;
- регистрацию трендов аварийных процессов;
- возможность обмена информацией со смежными системами по протоколу обмена (ОРС-сервер-клиент).

6.2.3 Требования к управляющим функциям

Управляющие функции должны обеспечивать:

- подачу управляющих директив, задающих ход технологического процесса;
- изменение уставок, границ и других параметров, влияющих на ход технологического процесса;
- дистанционное управление исполнительными механизмами.

6.2.4 Требования к функциям защит и блокировок

Реализация функций противоаварийных защит и блокировок должна выполняться с помощью функций технологических защит в составе системы ТМ и включать в себе следующие функции:

- диагностику и выдачу сообщений по отказам элементов комплекса технических средств с точностью до модуля;
- автоматическое отключение в целях обеспечения защиты персонала и оборудования установки;
- сбор и обработку информации о технологическом процессе и технологическом оборудовании, относящихся к технологическим защитам;
- автоматический останов технологического комплекса (или отдельного оборудования) в случае возникновения аварийной ситуации, а также по ручному вмешательству оператора;

- управление сигнализацией и оповещением;
- блокировку повторного запуска технологического комплекса (или отдельного оборудования) до устранения причин останова или принудительной деблокировки.

Количество уровней отключения должно быть определено в процессе детального проектирования, что отразится на процедурах отключения установки/оборудования, останова процесса добычи, аварийного отключения, общего/выборочного электрического отключения или комбинации указанных процедур. Исходными данными для разработки алгоритмов являются перечни входных и выходных сигналов и технологический регламент, описывающий условия блокировок, генерации аварийных сигнализаций. Прикладное ПО должно быть совместимо с системным ПО контроллеров и должно обеспечивать реализацию алгоритмов технологических защит и блокировок для объектов автоматизации.

6.2.5 Временной регламент реализации функций

Период опроса аналоговых датчиков должен подбираться индивидуально, а для особо важных переменных – быть в пределах одной секунды.

Регулирование и программно-логическое управление должны включать в себя проверку входного сигнала на достоверность, формирование управляющего воздействия на исполнительный механизм с частотой до одного раза в секунду.

Функции отображения информации должны по запросу оператора обеспечить вывод на экран рабочей станции оперативной информации о текущем состоянии технологического процесса и оборудования, представляемой в виде мнемосхем, графиков, гистограмм и таблиц. Время реакции Системы на вызов нового изображения – не более чем 2,5 секунды. Оперативная информация с процесса на каждом вызванном изображении должна обновляться с частотой до одного раза в секунду.

Система должна обеспечивать следующие значения выполнения основных функций:

- среднее время восстановления работоспособности системы по любой из выполняемых функций не должно превышать 60 мин.;
- коэффициент готовности системы по основным функциям – не менее 0,99.

6.2.6 Требования к качеству реализации функций

Для реализации функций должны выполняться следующие требования:

- погрешности преобразования при вводе сигналов и пересчёте введённых кодов в действительные значения не должны превышать 0,1% диапазона шкалы датчиков;
- для обеспечения связи технолога-оператора с процессом и Системой должны быть предусмотрены два типа запросов: прямой и последовательный, реализуемый с помощью перелистывания;
- тип предоставления информации в каждом фрагменте изображения определяется непосредственно т.е. путем однократного нажатия на соответствующую кнопку на функциональной клавиатуре, а также по выбору из меню;
- все действия оператора по взаимодействию с Системой должны быть защищены от возможных ошибок;
- все действия персонала должны диагностироваться и архивироваться;
- для дискретных параметров должно регистрироваться точное время изменения сигнала;
- для аналоговых сигналов формируются тренды, регистрируются провалы значений.

6.2.7 Перечень критериев отказов для функций

К перечню отказов функций относятся:

- отказ функции сбора и первичной обработки аналоговых сигналов;
- отказ функции сбора и первичной обработки дискретных сигналов;
- отказ функции сбора и обработки цифровых сигналов;
- отказ функции предупредительной и аварийной сигнализации;
- отказ функции регистрации текущих событий;
- отказ функции регистрации аварийных событий;
- отказ функции архивации, хранения и предоставления ретроспективной информации;
- отказ функции обеспечения возможности анализа действия защит;
- отказ функции регистрации трендов аварийных процессов;
- отказ функции обмена информацией со смежными системами по протоколу обмена (ОРС-сервер-клиент).

Для повышения отказоустойчивости функций системы следует предусмотреть следующие требования:

- система должна быть спроектирована таким образом, чтобы отказ оборудования или программного обеспечения не вызывал отказа выполнения функций: управления ходом технологического процесса, противоаварийной, противопожарной и газовой защиты;
- работоспособность всей системы не должна нарушаться при выходе из строя одного компонента системы;
- комплекс технических средств должен иметь средства бесперебойного питания, чтобы функции контроля и защиты выполнялись при любых сбоях электроснабжения;
- структура комплекса технических средств должна предусматривать возможность электропитания ПЛК от двух независимых вводов через один источник бесперебойного питания, имеющего возможность автоматического включения резерва;
- ПЛК должны иметь в своем составе аппаратно-программные средства самодиагностики, позволяющие фиксировать отказы оборудования Системы с точностью до модуля, и передавать о них сообщения на рабочие станции на верхний уровень и для архивирования;
- должно быть предусмотрено резервирование необходимого типа модулей и блоков (дублированные блоки питания, дублированная системная шина).

6.3 Требования к видам обеспечения

6.3.1 Требования к эргономическому обеспечению

Человеко-машинный интерфейс (ЧМИ) оператора должен обеспечивать удобное и безошибочное взаимодействие оперативно-диспетчерского персонала с функциональными компонентами АСУТП посредством представления технологических процессов в графическом виде для оптимального управления ими и оперативного реагирования на нештатные ситуации.

ЧМИ системы должен обеспечить:

- отображение технологических объектов на экранах мониторов ОП с визуализацией фактических параметров и сигналов, поступающих в систему;
- отображение предупредительных и аварийных сигналов, а также наличие возможности квитирования этих сигналов, в том числе, при поступлении серии сигналов;
- поддержку диалога для выполнения функций телеуправления с отображением ответной информации, поступающей от управляемого объекта;
- поддержку диалога для задания или изменения уставок;

- автоматическое слежение за выходом этих параметров из допустимого диапазона с оповещением оператора звуковой сигнализацией;
- протоколирование ответственных действий оператора (управление, сдача/приемка смены) с указанием даты и времени события, а также информации для идентификации пользователя;
- возможность возврата на предыдущий уровень или в начало диалога на любом шаге диалога управления;
- отображение на русском языке текстовой информации, содержащейся в графических видеокадрах, таблицах, меню, необходимых оператору для выполнения оперативного управления технологическим процессом. Ввод текстовой информации в диалоговом режиме с клавиатуры осуществляется также на русском языке с возможностью перехода (при необходимости) на латинский регистр и обратно;
- навигацию по видеокадрам по принципу «от общего к частному» и наоборот - от основного видеокадра, которая содержит схематические обозначения всех подобъектов, к видеокадрам этих подобъектов.
- эргономика рабочего места должна соответствовать М-15.05.02.01.01-02.

При разработке графического интерфейса системы управления должна быть предусмотрена система ситуационного восприятия НМІ, то есть цветовое кодирование информации с учетом важности любого отображаемого события в системе для четкого восприятия информации оператором. Система цветового кодирования не должна содержать большого количества цветов, что должно обеспечить быструю реакцию оператора на изменение цвета и возможность быстрой подстройки цветов, если требуется. К основным цветам схем визуализации должны относиться серый и черный, а также их оттенки.

6.3.2 Требования к методическому обеспечению

В состав эксплуатационной документации должна входить документация по информационному, программному, техническому и метрологическому обеспечению, а также проектно-сметная документация. Вся разработанная документация должна быть на русском языке. Стандартная техническая документация иностранных фирм должна быть представлена и на английском и на русском языках. Количество экземпляров каждого вида документации, предоставляемой Заказчику должно быть не менее четырёх.

6.3.3 Требования к лингвистическому обеспечению

Для реализации функций АСУТП должны использоваться современные средства конфигурирования и визуального программирования, придающие исключительную наглядность алгоритмам переработки информации и управления.

Ввиду отсутствия отечественных нормативных документов, в качестве их прототипа необходимо использовать разработанный Международной Электротехнической Комиссией (МЭК) стандарт IEC 61131-3-2016 / ГОСТ Р МЭК 61131-3-2016, регламентирующий полноту и синтаксис языков технологического программирования.

- язык последовательных функциональных схем (Sequential Function Chart - SFC), описывающий логику программы на уровне чередующихся процедурных шагов и транзакций (условных переходов);
- язык релейных диаграмм или релейной логики (Ladder Diagram - LD);
- язык функциональных блок-диаграмм (Functional Block Diagram - FBD);
- язык структурированного текста (Structured Text - ST) - текстовый высокоуровневый язык общего назначения;
- язык инструкций (Instruction List - IL)- текстовый язык низкого уровня.

Прикладное ПО должно быть совместимо с системным ПО контроллеров и должно обеспечивать:

- прием и обработку сигналов от первичных измерительных преобразователей;
- оценку достоверности входной информации;
- организацию автоматического управления исполнительными устройствами (для объектов автоматизации базового и перспективного классов);
- реализацию алгоритмов технологических защит и блокировок (для объектов автоматизации базового и перспективного классов).

Для реализации программ управления должна быть предусмотрена библиотека стандартных алгоритмических функций:

- управление приводами, механизмами и другими объектами;
- защиты, блокировки, АВР;
- алгоритмические, логические преобразования;
- П-, ПИ-, ПИД-законов регулирования аналогового и импульсного типов.

Для оценки достоверности входной информации должны применяться:

- диагностирование наличия питающего напряжения и проверка исправности всех технических средств, входящих в канал прохождения информации (первичного преобразователя, соединительных линий, модулей ввода/вывода и т.д.);
- проверка значения сигнала (находится в пределах допустимого диапазона);
- проверка скорости изменения сигнала;
- специальные алгоритмы контроля обрыва и короткого замыкания во внешних цепях первичного преобразователя.

Выявление недостоверной информации должно вызывать формирование предупредительного сигнала. Управляющие воздействия, связанные с данной информацией, должны блокироваться.

Должна предусматриваться возможность сохранения исходных прикладных программ на электронных носителях и дальнейшая загрузка (при необходимости) через интерфейсные каналы в память контроллера.

Должна предусматриваться возможность изменения или коррекции прикладных программ в процессе работы в составе АСУТП работниками Компании без привлечения Разработчика.

Вся представленная на экранах мониторов и в печатных отчетах смысловая и текстовая информация для технологического и эксплуатационного персонала, как-то:

- описатели технологических переменных,
- сообщения и инструкции оператору,
- диалоги,
- названия полей в меню и т.д. - должна быть на русском языке.

Исключением, по взаимному согласию между Поставщиком, Разработчиком и Заказчиком могут быть шифры оборудования КИПиА позиций (так называемые тэги), коды ошибок, служебные сообщения.

6.3.4 Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение системы должно представлять собой совокупность математических методов, моделей алгоритмов для решения задач реализации функций управления в АСУТП. Математическое обеспечение АСУТП должно разрабатываться исходя из требований, предъявляемых к системам управления технологическим объектом, работающим в режиме реального времени:

- работа с большим количеством параметров АСУТП;
- высокая производительность обслуживания потоков сигналов;

- малое время реакции АСУТП;
- высокая надежность функционирования АСУТП;
- недопустимость потери, искажения и необоснованного дублирования циркулирующей информации.

При разработке математического обеспечения АСУТП необходимо составить алгоритмы функционального и специального назначения. К функциональным алгоритмам относятся задачи обработки информации технологическими контроллерами. К специальным алгоритмам относятся задачи, реализуемые с использованием стандартных модулей библиотеки программ контроллера, а также задачи, ориентированные на выполнение математических вычислений на уровне SCADA.

Математическое обеспечение контроллеров должно обеспечивать выполнение следующих функций первичной обработки аналоговых сигналов:

- расчет действительных значений;
- фильтрацию сигналов;
- сравнение с уставками (технологические границы);
- формирование дискретных сигналов нарушений;
- формирование массива текущих значений параметров.

Математическое обеспечение контроллеров, кроме функций по обработке текущей информации, должно производить выполнение управляющих функций в состав которых входят:

- регулирование технологических параметров;
- программно-логическое управление;

Математическое обеспечение АСУТП должно обеспечить выполнение основных функций хранения и представления информации. Для этого необходимо предусмотреть:

- разработку общего алгоритма функционирования АСУТП;
- разработку алгоритмов сбора и первичной обработки аналоговой информации;
- разработку алгоритмов усреднения;
- разработку алгоритмов управления технологическим процессом;
- разработку алгоритма технологического контроля;
- разработку алгоритма отображения информации оператору АСУТП;
- разработку алгоритма ведения истории параметров и архивации состояния;
- разработку алгоритма опроса контроллера.

6.3.5 Требования к информационному обеспечению

6.3.5.1 Состав, структура и способы организации данных в системе

Состав данных:

- входные данные;
- выходные данные;
- отчетные документы;
- архивные данные;
- видеокадры.

Структура и способы организации данных должны удовлетворять международному стандарту IEC 61131-16.

В системе могут применяться данные следующих типов:

- BIT (1 бит);
- BYTE (8 бит);
- WORD (16 бит);
- DWORD (32 бита).

Следующие элементарные типы представления данных:

- логический тип (boolean: TRUE, FALSE);
- символ (character);
- короткий целый беззнаковый тип (short unsigned integer: 0..255);
- короткий целый знаковый тип (short signed integer: -128..127);
- целый беззнаковый тип (unsigned integer: 0..65535);
- целый знаковый тип (signed integer: -32768..+32767);
- длинный целый беззнаковый тип (long unsigned integer: 0..4294967295);
- длинный целый знаковый тип (long signed integer: -2147483648..+2147483647);
- вещественный тип с плавающей точкой по IEC 559 (IEEE) (real: +1.175494e-38..+3.402823e+38, 0, -1.175494e-38..-3.402823e+38);
- дата (date);
- время (time);
- указатель (pointer);
- производные от этих типов представления данных.

Следующие составные типы представления данных:

- метка времени (date and time);
- символьная строка (string);
- массив (array);
- структура (structure);
- объединение (union);
- функция;
- функциональный блок;
- производные от этих типов и элементарных типов представления данных.

Данные системы в общем случае должны быть организованы в виде логически связанных структур, содержащих поля, элементарного или составного типа. Каждая структура данных должна описывать некоторый объект системы или взаимосвязь объектов. Каждое поле структуры должно быть привязано к количественному параметру (свойству) объекта или содержать указатель на связанный объект. Причем, однотипные свойства различных объектов должны иметь идентичные имена полей, если это не приводит к конфликту или неоднозначности имен.

Не допускается хранение информации в виде множества нетипизированных или неструктурированных данных. Представление информации в виде кучи нетипизированных или неструктурированных данных возможно только в случае подготовки данных для передачи или при приеме данных по сети с обязательной последующей типизацией и структурированием.

Возможно применение следующих моделей структурирования данных:

- плоская модель (данные расположены в одной области памяти со сквозной адресацией, организованной в виде структуры элементарных и /или составных типов представления данных);
- иерархическая модель (данные расположены в узлах n-арного дерева, связь между узлами задается ветвями дерева);
- многоуровневые объемные модели (комбинации и производные от плоских и иерархических моделей структурирования данных).

Возможно применение следующих способов организации данных:

- типизированная переменная;
- структурированный блок данных;
- структурированный набор блоков данных (файл);
- структурированный набор файлов;

- структурированный набор файлов с определенными взаимосвязями между различными элементами данных (например, СУБД);
- различные комбинации и производные от приведенных выше способов организации данных.

При организации данных системы должен быть соблюден принцип инкапсуляции данных, т.е. для каждого объекта данных должен быть определен набор программных функций (интерфейс доступа к данным), прямой доступ извне к структурам и полям данных должен быть исключен и осуществляться посредством интерфейса доступа к данным. Такая организация доступа к данным системы исключает ошибочные манипуляции с данными, осуществляет проверку данных на целостность и непротиворечивость.

6.3.5.2 Требования к информационному обмену между компонентами системы

Объем данных при информационном обмене между компонентами системы должен быть минимизирован и не должен содержать избыточной информации. В ходе информационного обмена передаваемые данные могут подвергаться более плотной структурной упаковке и/или сжатию при условии двунаправленности и однозначности алгоритма упаковки и сжатия, применяемого для этого.

Период информационного обмена данными между компонентами системы не должен быть ниже необходимого времени реакции системы на события, данные о которых передаются между компонентами.

Целостность данных, передаваемых между компонентами системы, при информационном обмене должна контролироваться на всех уровнях протокола передачи данных. Протокол передачи данных, применяемый при информационном обмене между компонентами системы, должен обеспечивать подтверждение доставки данных.

6.3.5.3 Требования к информационной совместимости со смежными системами

Под информационной совместимостью со смежными системами необходимо понимать непосредственное взаимодействие системы АСУТП с другими информационными системами, при котором информационные форматы, интерфейсы и технологии оперирования с данными АСУТП не являются взаимоисключающими с любой другой существующей смежной информационной системой.

Информационная совместимость может быть достигнута путем построения комплекса информационных средств системы АСУТП на основе международных открытых интерфейсов и информационных технологий, т.е. для системы АСУТП должна выполняться информационная совместимость со смежными системами на уровне интерфейса.

6.3.5.4 Требования по использованию классификаторов

Для объектов системы должна быть введена внутрисистемная классификация - систематизированный перечень наименований объектов, каждому из которых в соответствие сопоставлен уникальный код.

При разработке системной классификации объектов не должно возникать противоречий со следующими видами классификаторов более высокого уровня:

- международные классификаторы - стандартные классификаторы, используемые по всему миру;
- межгосударственные классификаторы - классификаторы, используемые в рамках экономических союзов и других межгосударственных объединений;
- национальные, или межотраслевые - классификаторы, используемые в пределах

государства;

- отраслевые - классификаторы, используемые в рамках нефтегазовой отрасли.

В классификаторах могут быть применены два метода классификации: иерархический и фасетный.

Требования к классификатору, построенному на иерархическом методе классификации:

- классификационные группировки, расположенные на одной ступени классификатора не должны пересекаться, то есть не должны включать в себя аналогичных понятий;
- на каждой ступени классификатора для разделения вышестоящей группировки должен использоваться только один признак;
- сумма подмножества всегда должна давать делимое множество объектов;
- не должна оставаться часть объектов, не вошедших в состав классификационной группировки.

К классификатору, построенному на фасетном методе классификации, предъявляются следующие требования:

- должен соблюдаться принцип непересекаемости фасета, то есть состав признаков одного фасета не должен повторяться в других фасетах этого же класса;
- в состав классификатора должны быть включены только такие фасеты и признаки, которые необходимы для решения конкретных задач.

При выборе системы классификации необходимо руководствоваться следующими требованиями:

- достаточная емкость и необходимая полнота, которые гарантируют охват всех объектов системы;
- оправданная глубина;
- обеспечение возможности решения комплекса задач системы управления;
- возможность расширения множества классифицируемых объектов и внесения необходимых изменений в структуры классификации;
- обеспечение возможности сопряжения с другими классификациями однородных объектов;
- обеспечение простоты ведения классификатора.

Для классификации объектов системы в различных подзадачах могут быть применены следующие методы кодирования в классификаторах:

- порядковый метод - каждый из объектов множества кодируется с помощью текущего номера по порядку. Обеспечивает простоту добавления новых объектов и краткость кода, однако такой код не несёт никакой информации об объекте. Используется в случаях, когда не требуется сложного деления на множества;
- серийно-порядковый метод - кодами служат числа натурального ряда с закрепленной отдельной серией этих чисел за объектами классификации с одинаковыми признаками;
- последовательный метод - в кодовом обозначении знаки на каждой ступени деления зависят от результатов разбиения на предыдущих ступенях. В результате кодовое обозначение группировки дает информацию о последовательности признаков, характеризующих эту группировку. Наиболее подходит иерархическому методу классификации.

– параллельный метод - признаки классификации кодируются независимо друг от друга определенными разрядами или группой разрядов кодового обозначения. Метод параллельного кодирования чаще всего используется при фасетной классификации, но применяется также и в иерархической классификации. При этом либо соподчиненные признаки, обладая полной однородностью, располагаются параллельно во всех звеньях

иерархической цепи, либо несоподчиненные параллельные признаки искусственно устанавливаются в определенной последовательности.

Единство классификации данных должно обеспечиваться посредством привязки данных к уникальным идентификаторам. Идентификаторы оборудования должны получаться посредством информационного обмена с единым иерархическим классификатором технологического оборудования.

6.3.5.5 Требования к структуре процесса сбора, обработки, передачи данных в системе и представлению данных

Сбор данных должен проводиться с соблюдением следующих требований:

- данные должны быть разделены на несколько групп по критерию приоритетности данных – высокий, нормальный, низкий приоритет и т.п.;
- для каждой группы данных должен быть определен максимально возможный период сбора данных, причем, чем выше приоритет данных, тем меньше должен быть максимально возможный период сбора данных;
- текущая длительность периода сбора данных не должна превышать максимально возможного периода сбора данных, определенного для данной группы данных, в случае превышения текущей длительностью сбора данных максимального периода - сбор данных должен быть прерван до следующего цикла;
- сбор данных должен происходить в соответствии с приоритетом данных – при совпадении момента начала сбора данных с разными приоритетами должен быть сначала проведен сбор данных с более высоким приоритетом;
- сбор данных должен обеспечивать данные меткой достоверности данных.

Обработка данных должна проводиться с соблюдением следующих требований:

- приоритетность и периодичность обработки данных определяется на этапе сбора данных;

- обработка данных должна быть выполнена непосредственно после сбора данных;
- обработка данных должна быть выполнена с учетом метки достоверности данных.

Передача данных должна проводиться с соблюдением следующих требований:

- приоритетность и периодичность передачи данных определяется на этапе сбора данных;
- передаваемые данные должны быть снабжены меткой достоверности данных;
- передача данных должна быть асинхронной по отношению к задачам сбора и обработки данных.

6.3.5.6 Требования к защите данных от разрушений в аварийных ситуациях

Защита данных от разрушения в аварийных ситуациях должна обеспечиваться следующими мерами:

- прогнозирование и предотвращение ситуаций, могущих привести к разрушению данных – анализ диагностической информации носителей данных, файловой системы и СУБД, линий связи и коммутационного оборудования, периодическое техническое обслуживание аппаратных средств хранения.

6.3.5.7 Требования к контролю, хранению, обновлению и восстановлению данных

Хранимые в системе данные должны быть разделены на группы данных по сроку хранения данных: мгновенные данные, краткосрочное хранение, долгосрочное хранение, вечное хранение. Для каждой группы данных должны быть определены следующие параметры:

- срок хранения данных (длина архива);
- период сбора данных;
- метод усреднения собранных данных;
- период обновления архивных данных усредненными значениями;
- метод удаления данных из архива (безвозвратное удаление, перемещение данных в другую временную группу с определенным методом усреднения).

Средства защиты данных от разрушения должны обеспечивать возможность восстановления данных в полном объеме. Восстановление данных должно выполняться автоматически в фоновом режиме, быть совершенно прозрачным для пользователя и не влиять на время реакции системы на запрос данных.

Для системы должны быть определены контрольные точки, в которых производится полное архивирование состояния и конфигурации системы. Создание контрольных точек системы должно иметь событийно-периодический характер и осуществляться либо после внесения в конфигурацию систему любого изменения, либо периодически. Носители, содержащие полный архив для восстановления данных системы, должны иметь метку времени, описание содержимого и состояния системы в контрольной точке и быть защищены паролем.

Физический доступ к носителям, содержащим полный архив системы в контрольной точке, должен быть ограничен.

6.3.5.8 Требования к процедуре придания юридической силы документам, продуцируемым техническими средствами АС

Документы на машинном носителе должны быть записаны, изготовлены и размечены в соответствии с требованиями ГОСТ 6.10.3-83, ГОСТ 19768-93, Р 50-54-76-88, а информация закодирована в соответствии с межгосударственными классификаторами технико-экономической информации. При отсутствии в межгосударственных классификаторах необходимой информации допускается применять коды зарегистрированных межотраслевых и отраслевых классификаторов.

Документ на машинном носителе и машинограмма приобретают юридическую силу после выполнения требований ГОСТ 6.10.4-84 и подписания сопроводительного письма.

Запись документа на машинном носителе и создание машинограммы должны производиться на основе данных, зафиксированных в исходных (первичных) документах, полученных по каналам связи от автоматических регистрирующих устройств или в процессе автоматизированного решения задач.

По требованию организации-пользователя для визуального контроля документа, созданного на машинном носителе, преобразуют его в человекочитаемую форму различными техническими средствами отображения данных (дисплеи, печатающие устройства и др.).

Подлинники, дубликаты и копии документа на машинном носителе и машинограммы, полученные стандартными программными средствами данного вычислительного комплекса, имеют одинаковую юридическую силу, если они оформлены в соответствии с требованиями ГОСТ 6.10.4-84.

Если в подлинник машинограммы вносят изменения, то на ней должны быть указаны основания изменений, дата, время их внесения, должность и подпись должностного лица,

сделавшего изменения, и ее расшифровка.

6.3.6 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение (ПО) ИСУ должно состоять из следующих видов:

- общее программное обеспечение;
- специальное программное обеспечение.

Общее программное обеспечение включает в себя программное обеспечение производителя контроллерного, компьютерного и коммуникационного оборудования, интеллектуального технологического оборудования и локальных автоматизированных систем:

- системное программное обеспечение (операционные системы, сервисы, драйверы устройств);
- инструментальное программное обеспечение (среды разработки специального программного обеспечения);
- прикладное программное обеспечение (СУБД, SCADA, текстовые редакторы, текстовые процессоры, табличные процессоры, клиенты для доступа к сервисам, системы проектирования и производства).

Специальное программное обеспечение - это программное обеспечение, реализующее функции системы управления, разработанное инструментальными средствами общего программного обеспечения.

Виды специального программного обеспечения:

- конфигурационная информация и параметры настройки программируемого оборудования системы;
- программные модули, реализующие алгоритм работы системы;
- программные модули расширенной диагностики оборудования;
- программные модули сетевого обмена данными между подсистемами и частями;
- скриптовые модули SCADA;
- программные модули экспорта/импорта данных.

ПО обеспечение всех уровней Системы должно быть открытым для дальнейшей модернизации и расширения Системы в процессе ее эксплуатации. Не допускать при разработке ПО использование закрытых, заблокированных, не имеющих исходный текст программных блоков, программ.

После проведения полного комплекса ПНР и комплексных испытаний, предоставить Заказчику исходные коды ПО всех контроллеров (в формате разработки), а также, использованные при разработке ПО библиотеки и инструментарию. Все права на прикладное ПО передаются исключительно Заказчику.

В составе программного обеспечения должны быть предусмотрены все лицензии (с учетом резерва 40%) на поставляемое программное обеспечение систем ТМ, СМД в составе АСУТП с учетом интегрируемых локальных систем управления (в т.ч. диагностических и системных параметров). В зависимости от способа, вида лицензирования поставщик должен обеспечить необходимое количество программных, аппаратных лицензий, охватывающих с учетом резерва все физические, цифровые, виртуальные и системные (в том числе внешних локальных систем управления, подключенных по интерфейсным линиям связи) сигналы.

6.3.7 Требования к техническому обеспечению

6.3.7.1 Требования к видам технических средств

АСУТП должна быть построена на базе следующих технических средств:

- промышленные операторские панели;
- программируемые логические контроллеры;
- устройства распределенной периферии и связи с объектом;
- коммуникационное оборудование;
- блочное технологическое оборудование;
- интеллектуальные полевые устройства;
- контрольно-измерительные приборы и датчики.

В целях унификации, как интеллектуальных полевых приборов, так и комплектных технических средств АСУТП (ПЛК, АРМ) должна использоваться по возможности поставка одного производителя.

Техническое обеспечение проектируемой АСУТП должно базироваться на применении современных высоконадёжных средств контроля и автоматизации, вычислительной техники с максимальным использованием автоматизированного блочного и блочно-комплектного оборудования, поставляемого комплектно с системами автоматического управления.

В целях обеспечения единого функционального и технологического уровня обеспечения информационной безопасности каналов передачи данных с объектов добычи нефти и газа, следует применять идентичные находящиеся в эксплуатации заказчика модели межсетевых экранов (если их применение необходимо).

В качестве приборов контроля технологических параметров (температура, давление, расход, уровень и т. д.) предусматривается использование интеллектуальных датчиков (измерительных преобразователей).

Исполнительные устройства систем автоматического регулирования и управления (запорно-регулирующая арматура) должны быть предусмотрены с интеллектуальным микропроцессорным электроприводом и выходным интерфейсом полевой цифровой последовательной шины Modbus RTU.

Все оборудование комплекса технических средств должно иметь «Сертификат в Системах сертификации ГОСТ и сертификации продукции в области пожарной безопасности» и «Свидетельство о взрывозащищённости электрооборудования» (для взрывоопасных установок) России и также должно обеспечивать степень защиты по ГОСТ 14254-2015 не ниже IP65 для компонентов, устанавливаемых вне помещений, не ниже IP42 – внутри помещений. Если оборудование не обеспечивает такой степени защиты, оно должно устанавливаться в шкафы, корпуса, пульты для выполнения этих условий.

Работоспособность связи между центральным контроллером и каждым конкретным ПЛК не должна зависеть от работоспособности других ПЛК. Отказ какого-либо ПЛК (отказ контроллера, оборудования связи, потеря гарантированного питания в шкафу ПЛК и т.д.) не должен приводить к потере связи с другими (исправными) ПЛК.

Комплекс технических средств включает:

- источники бесперебойного питания (ИБП);
- коммуникационные устройства информационной сети (оборудование связи): маршрутизаторы, коммутаторы сети Ethernet, межсетевые экраны, патч-панели, кроссовые панели.

Конкретный состав программно-технического комплекса АСУТП должен быть определен на этапе разработки рабочей документации.

Для повышения надежности средства связи и базы данных, АРМ операторов и инженерная рабочая станция связаны дублированной сетью Ethernet.

Вся аппаратура должна являться серийно выпускаемой продукцией и иметь сертификаты соответствия.

Отображение информации на экране дисплея должно обеспечивать получение для каждой зоны контроля и управления полной характеристики текущего состояния, архивных данных технологического процесса и оборудования в виде, наиболее удобном для восприятия в конкретной ситуации в соответствии с М-15.05.02.01.01-02 «Требования к человеко-машинному интерфейсу на базе ситуационного информирования».

В шкафу с ПЛК (для площадки узла подключения) предусмотреть панель сенсорную.

В состав станций управления должны входить:

- шкафы с необходимыми монтажными и электротехническими аксессуарами;
- программируемые логические контроллеры;
- вторичные источники питания;
- клеммники для подключения кабелей от оборудования КИП;
- ЗИП, состав ЗИП определяется на этапе проектирования в соответствии с

техническими требованиями по надежности АСУТП и должен включать в себя не менее 20%, или не менее 1 единицы оборудования для всех компонентов системы (модули, процессоры, коммутаторы, барьеры и др. по согласованию с Заказчиком).

При поставке технических средств обеспечить в комплекте с работоспособным программным обеспечением, испытанным в заводских условиях (в соответствии с утверждённой и согласованной программой и/или методикой), с установленными и настроенными драйверами, необходимыми для стыковки с другими системами/подсистемами, с представлением соответствующих документов о проведении такой стыковки в заводских условиях (по согласованию, допускается использование имитационного метода), а так же методик калибровки измерительных каналов.

6.3.7.2 Требования к функциональным, конструктивным и эксплуатационным характеристикам технических средств системы

Промышленные операторские панели должны удовлетворять следующим техническим требованиям:

- длина диагонали дисплея не менее 10”;
- разрешение экрана не менее 640 x 480 точек;
- цветовое разрешение экрана не менее 256 цветов;
- степень защиты фронтальной части панели по ГОСТ 14254-2015 или европейскому

стандарту EN60529/10.91 не менее IP65;

Программируемые логические контроллеры должны удовлетворять следующим техническим требованиям:

- степень защиты по ГОСТ 14254-2015 не менее IP20;
- диапазон рабочих температур 0..+60°C;
- выдерживать относительную влажность воздуха 5..95% (RH уровень 2 в соответствии с требованиями IEC 1131-2(1992));
- вибрация по IEC 68, части 2 - 6: 10 - 57 Гц (постоянная амплитуда 0.075 мм); 57 – 150 Гц (постоянное ускорение 1 g);
- удары по IEC 68, части 2 - 27 полусинусоидальные, 15g, 11 мс.

Устройства распределенной периферии и связи с объектом должны удовлетворять следующим техническим требованиям:

- степень защиты по ГОСТ 14254-2015 не менее IP20,
- диапазон рабочих температур 0..+60°C;
- выдерживать относительную влажность воздуха 5..95% (RH уровень 2 в соответствии с требованиями IEC 1131-2(1992));

- вибрация по ИЕС 68, части 2 - 6: 10 – 57 Гц (постоянная амплитуда 0.075 мм), 57 – 150 Гц (постоянное ускорение 1g);
- удары по ИЕС 68, части 2 - 27 полусинусоидальные, 15g, 11 мс;
- степень защиты Ехib ИС в соответствии с требованиями ГОСТ 22782.0-81, ГОСТ 22782.5-78 для установки вне Ех-зон или в Ех-зоне 2.

Коммуникационное оборудование должно удовлетворять следующим техническим требованиям:

- степень защиты по ГОСТ 14254-2015 не менее IP20;
- диапазон рабочих температур 0...+60°C;
- выдерживать относительную влажность воздуха 5...95% (RH уровень 2 в соответствии с требованиями ИЕС 1131-2(1992)).

6.3.8 Требования к метрологическому обеспечению

6.3.8.1 Требования к организации измерений

Выполнение измерений, установление и соблюдение требований к измерениям, единицам величин, эталонам единиц величин, средствам измерений, применение средств измерений, методик (методов) измерений, а также осуществление деятельности по обеспечению единства измерений, выполняются в соответствии с требованиями Федерального закона РФ «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008г. № 102-ФЗ.

Измерения, выполняемые в сфере государственного регулирования должны выполняться по методикам измерений, разработанным, утвержденным и аттестованным в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563-2009.

Прямые измерения выполняются средствами измерений утвержденных типов, при этом методики измерений должны быть внесены в состав эксплуатационной документации применяемых средств измерений.

Результаты измерений должны быть выражены в единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 31.10.2009г. № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации», ГОСТ 8.417-2024 «Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Единицы величин». Наименования единиц величин, допускаемых к применению в Российской Федерации, их обозначения, правила написания, а также правила их применения устанавливаются Правительством Российской Федерации.

Алгоритмы, программное обеспечение СИ, связанные с обработкой измерительной информации, должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.654-2015 и Р 50.2.077-2014.

Метрологическое обеспечение измерительных систем (ИС) осуществляется в соответствии с положениями Федерального закона от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ и ГОСТ Р 8.596-2002 и включает в себя:

- использование средств измерений, включенных в Федеральный информационный фонд обеспечения единства измерений, допущенных к применению на территории Российской Федерации;
- проведение испытаний измерительных систем (ИС) в целях утверждения типа (используемых в сферах государственного регулирования);
- проведение нормирования, расчета метрологических характеристик измерительных каналов (ИК), СИ и измерительных систем;
- проведение поверки ИК и СИ, измерительных систем (используемых в сферах государственного регулирования);

- проведение калибровки ИК и СИ, измерительных систем (используемых вне сферы государственного регулирования);
- контроль метрологических характеристик ИК в процессе наладки.

6.3.8.2 Требования к средствам измерений

Все применяемые в сфере государственного регулирования средства измерений (СИ) должны быть утвержденного типа, допущены к применению на территории РФ в установленном порядке, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и должны иметь действующие свидетельства (сертификаты) об утверждении типа и описание типа к ним.

Подбор оборудования и разработка решений должны осуществляться с учётом требований ОСК-15.05.01.01 «Концепция промышленной автоматизации БРД», М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД», М-15.05.02.01-01 «Архитектура систем промышленной автоматизации в части АСУ ТП БРД», М-15.05.02.01.01-02 Требования к человеко-машинному интерфейсу на базе ситуационного информирования». Типы применяемых СИ должны быть включены КТ-610 «Перечень производителей оборудования и программного обеспечения систем промышленной автоматизации и метрологического обеспечения, применяемого в БРД ПАО «Газпром нефть».

Все средства измерений, выпускаемые из производства, вводимые в эксплуатацию и используемые в сфере государственного регулирования в соответствии с требованиями Федерального закона от 26.06.2008г. № 102-ФЗ должны быть поверены и иметь действующие сведения о результатах поверки, включенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФГИС «АРШИН»), и свидетельства о поверке, причем срок действия сведений о результатах поверки/свидетельств о поверке должен составлять не менее 2/3 межповерочного интервала на момент проведения ПНР.

Поверка средств измерений проводится в порядке, установленном Приказом Минпромторга России от 31.07.2020г. №2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и утвержденными методиками поверки, указанными в описаниях типа к СИ.

Средства измерений, используемые вне сферы государственного регулирования, в добровольном порядке могут подвергаться поверке или калибровке.

Конструкция средств измерений должна обеспечивать ограничение доступа к определенным частям средств измерений (включая программное обеспечение) в целях предотвращения несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут привести к искажениям результатов измерений.

Все СИ должны иметь техническую и эксплуатационную документацию на русском языке, паспорт, методику поверки, разрешительные документы и документы, подтверждающие, что СИ прошли первичную поверку.

6.3.8.3 Требования к метрологическим характеристикам средств измерений

Нормы погрешности измерений технологических параметров должны удовлетворять обязательным метрологическим требованиям к измерениям, установленным Федеральными органами исполнительной власти. Нормы погрешности измерений технологических параметров, не регламентированные государственными или отраслевыми нормативными документами, устанавливаются с учетом отраслевых методических и руководящих документов ПАО «Газпром нефть».

Технические средства полевой автоматики должны обладать показателями точности в соответствии с М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД».

Для обеспечения требуемой точности и поддержания параметров на заданном уровне в проектной документации должны быть учтены все требования к условиям применения и способам установки, в соответствии с требованиями заводов-изготовителей, указанным в паспортах, инструкциях и руководствах по эксплуатации на СИ.

6.3.8.4 Требования к объему разрешительной, технической и эксплуатационной документации

При поставке в комплект документации на СИ включить следующую действующую документацию (при необходимости их заверенные копии):

- свидетельство (сертификат) об утверждении типа СИ с описанием типа (сведения об утвержденных типах средств измерений, о внесенных в них изменениях включаются в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений);
- сертификат (декларация) соответствия требованиям Технического регламента таможенного союза ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования»;
- сертификат (декларация) соответствия ТР ТС 010/2011 «Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (с изм. на 16.05.2016 г.), утвержденный РК ТС от 18.10.2011г. № 823;
- сертификат (декларация) соответствия ТР ТС 012/2011 «Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», утвержденный РК ТС от 18.10.2011г. № 825 (для СИ и оборудования, применяемых во взрывоопасных зонах);
- сведения о результатах поверки СИ, включенные в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, и свидетельство о поверке СИ, и (или) запись в паспорте (формуляре) СИ, заверяемая подписью поверителя и знаком поверки, с указанием даты поверки, сроком действия не менее 2/3 межповерочного интервала на момент ПНР;
- методика поверки;
- заводской паспорт, руководство (инструкция) по эксплуатации, монтажу, настройке, техническому обслуживанию на русском языке.

6.3.9 Требования к ПЛК

Система управления должны иметь возможность интеграции в общую систему управления ООО «Газпромнефть-Заполярье». Система управления должна быть оснащена панелями управления, позволяющими контролировать состояние процесса и управлять установками по месту. АСУТП должна быть выполнены на базе программируемых логических контроллеров (ПЛК) с поддержкой интерфейса RS-485 (протокол Modbus RTU) и Ethernet (TCP/IP, Modbus TCP).

Технические требования к ПЛК следующие:

- Наличие не менее 2 встроенных портов Ethernet;
- Стандартный съемный носитель памяти типа Compact Flash для прикладного программного обеспечения;
- Оперативная память процессора не менее 64 Мб;
- Прием аналоговых сигналов 4...20 мА;
- Прием дискретных сигналов;
- Точность установки времени не хуже 10 мс;
- Осуществлять взаимодействие с датчиками давления по HART-протоколу.
- Расширенный температурный диапазон (от 0 до плюс 60°C).

Программное обеспечение контроллера должно соответствовать следующим требованиям:

- поддержка всех языков программирования ГОСТ Р МЭК 61131-3-2016, а также языка С;
- наличие встроенной системы самодиагностики контроллера с готовым интерфейсом пользователя;
- должна быть предусмотрена функция синхронизации времени;
- необходимо чтобы ПЛК имели возможность изменения программного кода и его безударную загрузку в работающий контроллер без останова и влияния на существующий технологический процесс.

ПЛК должен поддерживать возможность "горячей" замены модулей ввода/вывода (без останова цикла программы или отключения питания).

6.3.10 Требования к организационному обеспечению

Организационное обеспечение АСУТП должно быть достаточным для эффективного выполнения персоналом возложенных на него обязанностей по эксплуатации Системы.

Организационное обеспечение должно включать требования по численности и квалификации персонала АСУТП и КИПиА, инструкции по каждому виду деятельности, и точное определение выполняемых функций.

Инструкции Организационного обеспечения для технологического персонала должны определять его действия при эксплуатации АСУТП как в нормальном режиме, так и при отказах технических средств.

7 Порядок контроля и приемки системы

Работы по созданию АСУТП, выполняемые системным интегратором, включают в себя следующие стадии:

- разработка техно-рабочего проекта АСУТП;
- расчет надежности;
- разработка конструкторской документации;
- разработка программного обеспечения станций управления среднего уровня на основе проекта;
- разработка программного обеспечения верхнего уровня управления;
- комплектация, сборка, заводские испытания и поставка оборудования;
- выполнение шеф-монтажных работ поставляемого оборудования;
- выполнение монтажных работ поставляемого оборудования;
- пуско-наладка оборудования;
- запуск Системы в промышленную эксплуатацию, интеграция с действующими системами АСУТП Заказчика;
- проведение обучения персонала Заказчика на его территории (группа 10 человек) по программе сертифицированного курса для системных интеграторов по внедряемым и дорабатываемым программным и аппаратным платформам;
- техническое сопровождение вновь создаваемой АСУ ТП в течении срока опытной эксплуатации.

7.1 Виды испытаний

Виды и состав испытаний АСУТП в процессе ее создания и отработки должны соответствовать ГОСТ Р 59792-2021.

Готовое к поставке оборудование АСУТП должно быть подвергнуто заводским испытаниям совместно с Заказчиком. До начала проведения заводских испытаний системный интегратор разрабатывает и согласовывает с Заказчиком программу заводских испытаний. В рамках заводских испытаний необходимо провести проверку прикладного ПО в условиях максимально приближенных к условиям применения на объектах.

По согласованию с Заказчиком возможно проведение заводских испытаний без присутствия Заказчика.

Выполнение работ по ШМР и ПНР выполняется силами Поставщика оборудования в соответствии с требованиями СК-01.07.05.

7.2 Общие требования к приемке работ по стадиям

Внедрение АСУТП и инсталляция специального программного обеспечения осуществляются специалистами специализированной подрядной организации, ответственной за проведение пуско-наладочных работ системы управления.

Указанный подрядчик сдает АСУТП Заказчику в промышленную эксплуатацию после завершения пуско-наладочных работ, 72 часов предварительных испытаний, двух месяцев опытной эксплуатации и приемо-сдаточных испытаний.

Приемка системы в эксплуатацию оформляется актом согласно общеотраслевым руководящим методическим материалам по созданию АСУТП и в соответствии с СП 77.13330.2016.

Для АСУТП устанавливаются следующие этапы испытаний:

- приемо-сдаточные (заводские) испытания;
- предварительные испытания;
- опытная эксплуатация;

- приемочные испытания.

Программы всех этапов испытаний составляются Разработчиком на основании документа рабочего проекта «Программа и методика испытаний», и СК-01.07.05 «Организация пусконаладочных работ на вводимых в эксплуатацию, строящихся и реконструируемых объектах обустройства», после чего утверждаются Заказчиком.

Программы испытаний должны предусматривать следующие виды проверок:

- проверка комплектности комплекса технических средств и стандартной технической документации;
- проверка состава и содержания документации рабочего проекта;
- автономная проверка готовности комплекса технических средств;
- метрологическая поверка измерительных каналов;
- проверка отказоустойчивости и функций самодиагностики системы;
- проверка реализации функций системы на соответствие требованиям Технического задания;
- проверка квалификации и уровня подготовки оперативного (технологического) и эксплуатационного (обслуживающего) персонала для работы в условиях функционирования АСУТП.

7.3 Предварительная подготовка на объекте

Назначение предварительных испытаний системы на объекте:

- наладка функций системы;
- проверка управляемости технологического оборудования системы;
- проверка правильности функционирования системы.

Состав предварительных испытаний системы на объекте:

- проверка работоспособности информационных и управляющих каналов системы согласно перечню параметров системы;
- задание граничных значений информационных и управляющих каналов, заданных значений регуляторов и всех прочих параметров системы в соответствии с технологическим регламентом;
- проверка технологических и аварийных блокировок системы согласно заданному алгоритму;
- пробный пуск технологического оборудования в дистанционном режиме;
- пробный пуск узлов и технологических участков согласно заданному алгоритму;
- проверка автоматизируемых функций системы согласно перечню автоматизируемых функций.

Для проведения предварительных испытаний Разработчик предоставляет:

- техническое задание на систему;
- проект с включенной в его состав методикой испытаний всего комплекса средств и комплекса защит;
- инструкцию оператора.

Ход предварительных испытаний системы на объекте фиксируется в специальном журнале ведения предварительных испытаний системы. Записи в журнале производит полномочный представитель Исполнителя пусконаладочных работ. Подтверждение записей в журнале производит полномочный представитель Заказчика. Результаты предварительных испытаний оформляются протоколом.

На основании протокола предварительных испытаний системы на объекте оформляют акт о проведении предварительных испытаний системы на объекте.

7.4 Приемочные испытания

Назначение приемочных испытаний системы на объекте – сдача системы в промышленную эксплуатацию.

Состав предварительных испытаний системы на объекте – опытно-промышленная эксплуатация системы на объекте.

На приемо-сдаточные испытания должны быть представлены следующие документы:

- техническое задание на систему;
- протокол предварительных испытаний системы;
- акт о завершении работ;
- акт приемки системы в опытную эксплуатацию;
- журнал проведения опытной эксплуатации;
- комплект технической документации на систему с включенной в его состав методикой испытаний всего комплекса средств и комплекса защит в том числе;
- проект программы приемочных испытаний;
- акт готовности системы к приемо-сдаточным испытаниям.

Ход приемочных испытаний системы на объекте фиксируется в специальном журнале ведения приемочных испытаний системы на объекте. Записи в журнале в ходе опытно-промышленной эксплуатации системы производит полномочный представитель Заказчика. В журнале фиксируются замечания к функционированию системы. Исполнитель производит корректировку функционирования системы согласно замечаниям. Запись в журнале об устранении замечания производит Исполнитель.

В случае если замечание относится к модернизации системы, не предусмотренной проектной документацией (действующим алгоритмом, перечнем каналов ввода-вывода, перечнем автоматизируемых функций и пр.), то устранение замечания Исполнителем производится только после утверждения требуемой модернизации системы Заказчиком, согласованию с генеральным проектировщиком и Исполнителем работ. В случае значительной модернизации системы, требующей дополнительную закупку оборудования или программного обеспечения, трудозатраты более 5 (пяти) человеко-дней, модернизация системы Исполнителем производится после заключения дополнительного Договора на модернизацию системы.

Подтверждение записей в журнале об устранении замечания производит полномочный представитель Заказчика.

По результатам испытаний комиссия составляет протокол испытаний.

На основании протокола приемочных испытаний системы на объекте оформляется акт о проведении приемочных испытаний системы на объекте.

7.5 Статус приемочной комиссии

Приемочная комиссия должна состоять из полномочных представителей Заказчика и Исполнителя работ. Полномочия представителей должны быть достаточны для оформления акта приемки системы в эксплуатацию согласно общеотраслевым руководящим методическим материалам по созданию АСУТП и в соответствии со СП 77.13330.2016.

7.6 Обучение

7.6.1 Основные принципы обучения

Обучение проводится в рамках общей программы ввода в эксплуатацию объекта.

Поставщик должен организовать и провести курсы формального обучения назначенного персонала непосредственно на месте работ и на объекте Поставщика на русском языке.

Проведение обучения персонала Заказчика на его территории (группа 10 человек) по программе сертифицированного курса для системных интеграторов по внедряемым и дорабатываемым программным и аппаратным платформам.

Структура и план курсов должны быть представлены для рассмотрения и утверждения. Поставщик должен уведомить об опыте и технической квалификации инструкторов перед началом курса.

7.6.2 Учебная документация

Задачей данного курса является ознакомление обучаемых с основными элементами системы (включая поставляемые полевые устройства), обучение техников в области оперативной диагностики неисправностей и ремонта путем замены неисправных элементов. Перед началом курса должны быть предоставлены руководства по эксплуатации и техническому обслуживанию.

Кроме того, для указанных целей, перед началом проведения монтажа и пуско-наладочных работ на площадке должна быть в наличии копия (несколько копий) учебной документации (количество копий согласовать с Заказчиком).

7.6.3 Курс обучения в области эксплуатации и технического обслуживания

Задачей данного курса является ознакомление обучаемых с основными элементами системы (включая поставляемые полевые устройства), обучение техников в области оперативной диагностики неисправностей и ремонта путем замены неисправных элементов. Перед началом данного курса должны быть предоставлены руководства по эксплуатации и техническому обслуживанию.

7.6.4 Курс по конфигурированию системы

Задачей данного курса является обучение инженеров навыкам изменения конфигурации системы, модификации существующих и построению новых графических объектов. Как правило, такой курс охватывает следующие направления:

- базовое ознакомление с системой;
- периферийные устройства;
- ПЛК;
- операторская панель.

7.6.5 Учебные пособия

Поставщик должен предоставить все необходимые учебные пособия для вышеуказанных курсов.

8 Требования к документированию

8.1 Перечень документов

Поставщик должен предоставить все носители с программным обеспечением, содержащие стандартные прикладные программы, конфигурации, а также любое иное относящееся к проекту ПО, поставляемое в рамках проекта. Базы данных и прочие структуры данных, формируемые для проекта, должны быть также предоставлены в машиночитаемых форматах. В составе предоставляемых материалов должны быть предусмотрены все лицензии на поставляемое программное обеспечение.

В составе программного обеспечения должны быть предусмотрены все лицензии (с учетом резерва 40%) на поставляемое программное обеспечение систем в составе АСУТП с учетом интегрируемых локальных систем управления (в т.ч. диагностических и системных параметров). В зависимости от способа, вида лицензирования поставщик должен обеспечить необходимое количество программных, аппаратных лицензий, охватывающих с учетом (резерва) все физические, цифровые, виртуальные и системные (в том числе внешних локальных систем управления, подключенных по интерфейсным линиям связи) сигналы.

В своем тендерном предложении Поставщик должен предоставить подробный график разработки, изготовления, сборки, испытания и отгрузки систем. В нем должны быть отмечены основные даты, включая разработку функциональных спецификаций, даты получения важнейшей информации, порядок поставки долгосрочного оборудования, разработку регламентов проведения испытаний, требования к интеграции, даты проведения заводских приемо-сдаточных испытаний и комплексных испытаний системы КИПиА. В соответствии с предлагаемым графиком производства работ должна быть представлена таблица трудозатрат в человеко-часах.

Поставщик АСУТП также несет ответственность за разработку сводного графика изготовления системы ТМ, и интерфейсов с другими подсистемами.

Перечень документации на АСУТП должен соответствовать ГОСТ 34.201-2020 и представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Перечень документации предоставляемой подрядчиком

Номер тома	Код документа	Наименование	Примечание	Предоставляется на стадии ОТР
1		Проектная документация:		
	СП	Состав проекта		
	П2	Пояснительная записка		Да
	П3	Описание автоматизируемых функций		
	П4	Описание постановки задач	Доп. вкл. в П2 или П3	
	П9	Описание комплекса технических средств		
	С1	Схема структурная комплекса технических средств	Доп. вкл. в П9	Да
	С8	План расположения оборудования и проводок в ЦПУ	Доп. вкл. в П9	
	С7	План расположения оборудования АС на объекте	Доп. вкл. в П9	

Номер тома	Код документа	Наименование	Примечание	Предоставляется на стадии ОТР
	В4	Спецификация оборудования системы		
	В1	Перечень входных и выходных сигналов ТМ		Да
	П5	Описание информационного обеспечения системы		
	П6	Описание организации информационной базы		
	П7	Описание систем классификации и кодирования		
	П8	Описание массива исторических данных (архивов)		
	ПА	Описание стандартного программного обеспечения		
	ПВ	Описание организационной структуры		
	СО	Схема организационной структуры	Допускается включать в ПВ	
	С3	Функциональная схема автоматизации		
	ПБ.1.1	Описание алгоритмов (проектных процедур) ТМ		
	Б1	Проектная оценка надежности системы		
	ПСС	Таблица причинно-следственных связей	Согласно приложению №2	
	ТЗ	Техническое задание на АСУ ТП	Включая расчет LOPA	
2		Рабочая документация:		
	СБ	Схемы электрические принципиальные		
	ВО	Чертежи общего вида системных шкафов и установки технических средств		
	С6.1	Таблица внутрисистемных соединений и подключений		
	С6.2	Таблица соединений кросс-система		
	СЮ	Схемы питания и заземления		
	ПБ. 1.2	Логические схемы ТМ		
	С13	Детальная конфигурация функциональных блоков		
	С4	Схемы соединения внешних проводок	Генпроектировщик	
	С5	Схемы подключения внешних проводок	Генпроектировщик	
	С11	Кабельный журнал		
	В разделе АТХ	Схемы автоматизации разработать в формате P&ID. При проектировании схем автоматизации руководствоваться ГОСТ 21.208-2013 «Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах»	Генпроектировщик	
3		Эксплуатационная документация:		
	ЭД	Ведомость эксплуатационных документов		
	ПС	Паспорт		
	ФО	Формуляр		

Номер тома	Код документа	Наименование	Примечание	Предоставляется на стадии ОТР
	ПД	Общее описание системы		
	ИЭ	Инструкция по эксплуатации и обслуживанию ТМ		
	С9	Альбом документов и видеок кадров	Включая отчетную документацию	
	В8	Состав выходных данных (сигнализаций, сообщений)	Доп. вкл. в С9	
	В7	Каталог баз данных		
	И4	Инструкция по формированию и ведению базы данных		
	И1	Методика (технология) автоматизированного проектирования		
	И3	Руководство пользователя (Инструкция оператора)		
	И2	Технологическая инструкция	Генпроектировщик. Заказчик	
4	ПМ	Программа и методика испытаний		
5	ИБ	Информационная безопасность в АСУТП системах	Состав документации согласовать с Заказчиком	

Указанный перечень документации АСУТП минимален и может быть дополнен по согласованию с Заказчиком.

8.2 Требования по документированию комплектующих элементов

Комплектующие элементы, блочное оборудование и средства измерения должны быть снабжены:

- паспортом и инструкцией по эксплуатации приборов и датчиков, входящих в комплект поставки;
- сертификатами соответствия и сертификатами пожарной безопасности на компоненты системы;
- сертификатами на взрывозащищенное оборудование, входящее в комплект поставки.
- применимость к «Перечень разрешенного оборудования» в соответствии с КТ-610, ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ».

8.3 Дополнительные требования по документированию

Документация на АСУТП по содержанию должна соответствовать требованиям нормативных документов, представленных в таблице 7.

Таблица 7 - Перечень нормативных документов по стадиям создания АСУТП

Наименование стадий создания	Вид, стадии проектной продукции	Нормативные документы различных систем		
		ЕСКД	ЕСПД	СПДС
Требования к АС	ТР	ГОСТ 24.104-2023		-
Концепция АС	КС	- ГОСТ 34.320-96	-	-
Техническое задание	ТЗ	-	ГОСТ 19.201-78 ГОСТ 19.102-77	
Технорабочий проект	ТРП	ГОСТ Р 59793-2021	ГОСТ 19.102-77	-
Проект	П	-	-	
Рабочая документация	РД(Р)	-	-	
Рабочий проект	РП	-	ГОСТ 19.102-77 ГОСТ 19.301-79	
Утверждаемая часть проекта	У	-	-	
Общее программное обеспечение	ОПО	-	ГОСТ 19.105-78	-
Специальное программное обеспечение	СПО	-	-	—
Подготовка объекта к вводу АС	-	-	-	
Подготовка персонала	-	ГОСТ 24.104-2023	-	
Приобретение	-	ГОСТ 24.104-2023	ГОСТ 19.101-2024	ГОСТ 2.601 2019
Монтаж установки, испытания	МНР	-	ГОСТ 19.101-2024 ГОСТ 19.301-79	СП 77.13330.2016
Пусконаладка	ПНР	ГОСТ Р 59793-2021	ГОСТ 19.101-2024	СНиП 3.05.05-84 СП 77.13330.2016
Предварительные испытания		ГОСТ Р 59793-2021 ГОСТ 24.104-2023	ГОСТ 19.301-79	СП 77.13330.2016
Эксплуатационная документация	эд	ГОСТ 27300-87	ГОСТ 19.507-79	СП 77.13330.2016
Опытная эксплуатация	оэ	ГОСТ 24.104-2023 -		—
Приемочные испытания	пи	ГОСТ Р 59793-2021	ГОСТ Р 59793-2021	СП 77.13330.2016

Наименование стадий создания	Вид, стадии проектной продукции	Нормативные документы различных систем		
		ЕСКД	ЕСПД	СПДС
		-		
Гарантийное обслуживание	-	-	ГОСТ Р 59793-2021	ГОСТ Р 59793-2021
Послегарантийное обслуживание	-	-	ГОСТ Р 59793-2021	ГОСТ Р 59793-2021

Документация на АСУТП должна соответствовать по содержанию требованиям стандартов, входящих в «Систему технической документации на АСУ» - ГОСТ 21.408-2013.

Комплектность документации АСУТП, обеспечивающей разработку, изготовление, приемку технических средств, должна соответствовать ГОСТ Р 2.102-2023.

Документация по программным средствам должна соответствовать по содержанию требованиям ГОСТов, входящих в систему программной документации.

Комплектность документации на программные средства – по ГОСТ 19.101-2024.

Для закупки и поставки оборудования применять актуальный «Перечень разрешенного оборудования» в соответствии с КТ-610, ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ».

9 Источники разработки

Данное Техническое задание было разработано с учётом следующих нормативных документов:

- ГОСТ 34.602-2020. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;
- ГОСТ Р 59793-2021. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
- ГОСТ 34.201-2020 Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
- СП 77.13330.2016 Системы автоматизации Актуализированная редакция СП77.13330.2016;
- Правила устройства электроустановок. Шестое издание, дополненное, с исправлениями. Госэнергонадзор РФ. 2000 г;
- Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Разделы 1, 6, 7. Госэнергонадзор РФ 2000 г;
- ГОСТ 24.104-2023. «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования»;
- ГОСТ Р 59792-2021 Информационные технологии. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды испытаний автоматизированных систем.
- ГОСТ 21.208.-2013, межгосударственный стандарт, «Система проектной документации для строительства, автоматизация технологических процессов, обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах».
- ОСК-15.05.01.01 «Формирование концепции промышленной автоматизации БРД».
- М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД».
- М-15.05.01.01.01-01 «Архитектура систем промышленной автоматизации в части АСУ ТП БРД».
- ТТР-01.02.04-11 версия 1.0. Книга 2. Типовые технические требования для систем трубопроводного транспорта жидкости и газа.
- ТТР-15.05.02.01-02 версия 1.0. Автоматизация объектов нефтедобычи. Пункт контроля и управления (блок местной автоматики). Группа компаний ГПН.
- ТТР-01.02.04-09 Типовые технические требования. Применение камер запуска и приема СОД на трубопроводах. Группа компаний ГПН.
- ТТТ-01.02.04.01-01 Типовые технические требования на изготовление и поставку камер запуска и приема СОД. Группа компаний ГПН.
- ТТТ-01.02-10 Типовые технические требования на изготовление и поставку оборудования. Клапаны отсечные. Группа компаний ГПН.
- М-15.05.02.02-01 Методические указания по разработке и внедрению систем управления технологическими процессами.
- ТТР-15.05.02.01-02 «Автоматизация объектов нефтедобычи. Пункт контроля и управления (блок местной автоматики)».
- КТ-610. «Перечень производителей оборудования и программного обеспечения систем промышленной автоматизации и метрологического обеспечения в БДР ПАО «Газпром нефть».
- КТ-538, КТ-542. «Допустимое оборудование и программное обеспечение для ИТ-инфраструктуры».
- СК-01.07.05 "Организация пусконаладочных работ на вводимых в эксплуатацию,

строящихся и реконструируемых объектах обустройства».
Шаблон Ш-01.07.05-99 «Программы ПНР и КО».

СОСТАВИЛИ:

Наименование организации, предприятия	Должность	Фамилия, Имя, Отчество	Подпись	Дата
АО «Гипровостокнефть»	Главный специалист	Захаров С.И.		27.11.25
АО «Гипровостокнефть»	Главный специалист	Судницына А.И.		27.11.25
АО «Гипровостокнефть»	Ведущий инженер	Шугаева Е.В.		27.11.25

СОГЛАСОВАНО:

Наименование организации, предприятия	Должность	Фамилия, Имя, Отчество	Подпись	Дата