



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

**Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст
скважин №8И**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 3. Технологические и конструктивные
решения линейного объекта. Искусственные
сооружения**

**Часть 3. Автоматизированная система управления
технологическими процессами**

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00

Том 3.3



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «Газпромнефть-Заполярье»

Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения

Часть 3. Автоматизированная система управления технологическими процессами

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00

Том 3.3

Главный инженер

Н.П. Попов

Главный инженер проекта


Н.В. Володина

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. №подл.

Обозначение	Наименование	Примечание
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-С-001	Содержание тома 3.3	
ИГНФ1-КП8-П-СП.00.00-СП-001	Состав проектной документации	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-001	Часть 3. Автоматизированная система управления технологическими процессами. Текстовая часть	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-001	Куст скважин N8И. Схема структурная АСУТП	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-002	Куст скважин N8И. Схема структурная АСУЭ	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-003	Куст скважин N8И. Добывающая скважина. Схема автоматизации функциональная	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-004	Куст скважин N8И. Измерительная установка. Схема автоматизации функциональная	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-005	Куст скважин N8И. Блок дозирования реагента. Схема автоматизации функциональная	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-006	Куст скважин N8И. Емкость дренажная. Схема автоматизации функциональная	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-007	Куст скважин N8И. Камера запуска СОД и узел отключающей арматуры. Схема автоматизации функциональная	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-008	Куст скважин N8И. Площадка узла приема СОД. Трубопровод нефтегазосборный к. 8И – т. вр. к.27И. Схема автоматизации функциональная	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-009	Куст скважин N8И. Блок напорной гребенки. Схема автоматизации функциональная	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-010	Куст скважин N8И. Блок аппаратурный замерной установки. План расположения оборудования	
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ТЗ-001	Куст скважин N8И. Техническое задание на создание АСУТП	

Взам. инв. №													
Подпись и дата													
Инв. № подл.							ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-С-001						
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата							
	Разраб.		Задохин			22.09.25							
	Н.контр.		Володина			22.09.25							
Содержание тома 3.3							<table border="1" style="width: 100%;"> <tr> <td>Стадия</td> <td>Лист</td> <td>Листов</td> </tr> <tr> <td>П</td> <td></td> <td>1</td> </tr> </table>	Стадия	Лист	Листов	П		1
Стадия	Лист	Листов											
П		1											
													

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела АСУТП

Э.А. Задохин

Нормоконтролер

Н.В. Володина

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ	4
1.1 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	4
1.2 ПЕРЕЧЕНЬ ОРГАНИЗАЦИЙ, УЧАСТВУЮЩИХ В РАЗРАБОТКЕ СИСТЕМЫ	4
1.3 ЦЕЛИ, НАЗНАЧЕНИЕ И ОБЛАСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМЫ	4
1.4 ОЧЕРЕДНОСТЬ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ, ОБЪЕМ КАЖДОЙ ОЧЕРЕДИ	6
2 НОРМЫ, СТАНДАРТЫ, СОКРАЩЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ	6
2.1 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ДЕЙСТВУЮЩИМ НОРМАМ И ПРАВИЛАМ БЕЗОПАСНОСТИ	6
2.2 ПОРЯДОК ПРИОРИТЕТНОСТИ ДОКУМЕНТОВ	6
2.3 НОРМЫ И СТАНДАРТЫ	6
2.4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ	6
3 ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	7
3.1 СОСТАВ ПРОЦЕДУР (ОПЕРАЦИЙ) С УЧЕТОМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВЗАИМОСВЯЗИ И СОВМЕСТИМОСТИ ПРОЦЕССОВ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ И НЕАВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	7
3.2 ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ В УСЛОВИЯХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ	7
4 ОПИСАНИЕ ПОСТАВКИ ЗАДАЧИ	8
5 ОБЪЕКТЫ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	9
6 ОБЪЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ	9
6.1 УСТЬЕ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ	9
6.2 ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА (АГЗУ)	9
6.3 БЛОК ДОЗИРОВАНИЯ РЕАГЕНТА (БДР)	10
6.4 ЕМКОСТЬ ДРЕНАЖНАЯ ПОДЗЕМНАЯ ЕД-001	11
6.5 КАМЕРА ЗАПУСКА СОД И УЗЕЛ ОТКЛЮЧАЮЩЕЙ АРМАТУРЫ	11
6.6 КАМЕРА ПРИЕМА СОД. ТРУБОПРОВОД НЕФТЕГАЗОСБОРНЫЙ К.8И-Т.ВР. К27И	12
6.7 БЛОК НАПОРНОЙ ГРЕБЕНКИ	12
6.8 КТП	12
7 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	13
7.1 СТРУКТУРА АСУТП	13
7.2 СТРУКТУРА И ФУНКЦИИ НИЖНЕГО УРОВНЯ	14
7.3 СТРУКТУРА И ФУНКЦИИ СРЕДНЕГО УРОВНЯ	15
7.4 СТРУКТУРА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ВЕРХНЕГО УРОВНЯ АСУТП	16
7.5 ВЗАИМОСВЯЗЬ АСУТП СО СМЕЖНЫМИ СИСТЕМАМИ	16
7.6 ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АСУТП И ЕГО СОСТАВ	17
7.7 СРЕДСТВА И ЯЗЫКИ ПРОГРАММИРОВАНИЯ	18
7.8 АЛГОРИТМЫ ПРОЦЕДУР И ОПЕРАЦИЙ И МЕТОДЫ ИХ РЕАЛИЗАЦИИ	18
7.9 РЕШЕНИЯ ПО МАТЕМАТИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ	18
7.10 РЕШЕНИЯ ПО ИНФОРМАЦИОННОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ	18
7.11 РЕШЕНИЯ ПО МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ	19
7.11.1 Требования к организации измерений	19
7.11.2 Требования к средствам измерений, их поверке и техническому обслуживанию	19
7.11.3 Требования к точности измерений	20
7.11.4 Требования к АГЗУ	21
7.11.5 Требования к документации	23
7.11.6 Требования к методикам измерений	24
7.11.7 Требования к метрологическому обеспечению измерительных систем	24
7.12 ПЕРЕЧЕНЬ НЕОБХОДИМОГО РЕМОНТНОГО, СЕРВИСНОГО, ЭТАЛОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ. РЕШЕНИЯ ПО РЕЖИМАМ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ, ДИАГНОСТИРОВАНИЮ РАБОТЫ СИСТЕМЫ. РЕШЕНИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБСЛУЖИВАНИЮ И ТЕКУЩЕМУ РЕМОНТУ	25
7.13 ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМЫ	28
7.14 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ ОБЪЕКТОВ АВТОМАТИЗАЦИИ К ВВОДУ СИСТЕМЫ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ	29
7.14.1 Мероприятия по настройке комплекса	29
7.14.2 Мероприятия по приведению информации к виду, пригодному для обработки на ЭВМ	29
7.14.3 Мероприятия по обучению и проверке квалификации персонала	30

7.14.4 Мероприятия по созданию необходимых подразделений и рабочих мест	30
8 ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ	30
8.1 ПРИБОРЫ И СРЕДСТВА АВТОМАТИЗАЦИИ.....	30
8.2 РАЗМЕЩЕНИЕ И МОНТАЖ ПРИБОРОВ, ТРУБНЫХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПРОВОДОВ.....	31
8.3 РЕШЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ СРЕДСТВ АВТОМАТИЗАЦИИ.....	32
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов	35

1 Общие требования

Настоящий документ содержит основные технические решения по созданию автоматизированной системы управления объектами проекта «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И».

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.

1.1 Основание для проектирования

Основанием для создания системы контроля и управления является Задание на проектирование «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И»

1.2 Перечень организаций, участвующих в разработке системы

Заказчик – ООО «Газпромнефть-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 АСУ ТП;
- уменьшение затрат на эксплуатацию;
- сокращение количества оперативного и эксплуатационного персонала, вследствие 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.

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;

АСУТП должна обеспечивать:

- автоматическое и местное ручное управление, включающее:
 - автоматизацию управления технологическими объектами, поддержание заданных режимов работы и условий эксплуатации оборудования;
 - автоматическое регулирование технологических параметров;
 - автоматическую защиту технологических объектов и сооружений.
- дистанционное управление, включающее:
 - централизованный контроль и управление технологическим процессом;
 - централизованное управление технологическими объектами;
 - 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 жёсткими, 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, приведён в Приложении А.

2.4 Определение

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

Автоматическая системы пожарной сигнализации и пожаротушения (АСПС и ПТ) – 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 контроля и управления (БКУ) замерной установки – 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.

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 интерфейс 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 поставки 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 Объекты контроля и управления

К основным автоматизируемым технологическим объектам проекта «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И» относятся:

- устье добывающей скважины;
- индивидуальная установка (АГЗУ);
- блок дозирования реагента (БДР);
- дренажная емкость (ЕД-001);
- камера запуска СОД и узел отключающей арматурой;
- камера приема СОД. Трубопровод нефтегазосборный КП.8И – т. вр. КП.27И;
- блок напорной гребенки;
- КТП.

6 Объёмы автоматизации

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

6.1 Устье добывающей скважины

Предусмотрен следующий объём автоматизации для скважин куста 8И:

- местный контроль давления в буферной линии до крана шарового дроссельного;
- местный контроль давления в выкидном трубопроводе после клапана обратного устьевого незамерзающего;
 - автоматическое отключение ЭЦН при аварийно-высоком и аварийно-низком давления до и после задвижки XV-001, при закрытии задвижки XV-001, при пожаре и загазованности 50% НКПП в блоках АГЗУ, БДР, на кустовой площадке;
 - местное и дистанционное управление насосом ЭЦН;
 - контроль состояния ЭЦН;
 - на площадке скважин предусматривается автоматический контроль загазованности с установкой светозвуковой аппаратуры на площадке и сигнализацией на АРМ оператора;
 - при Н=20% НКПП включается световая и звуковая сигнализация по месту установки датчиков и в операторной, при НН=50% НКПП световая и звуковая сигнализация по месту установки датчиков и в операторной.

Дополнительно проектными решениями предусматриваются закладные конструкции для датчиков давления и температуры: на буферной линии, затрубной линии и выкидном трубопроводе после клапана обратного устьевого незамерзающего.

6.2 Измерительная установка (АГЗУ)

Проектной документацией предусматривается оснащение локальной системой управления (ЛСУ) в объеме блочной поставки ИУ. ЛСУ обеспечивает:

- измерение и контроль основных технологических параметров работы установок;
- выдачу команд управления на исполнительные механизмы (в случае возникновения нештатной ситуации) для перевода в безаварийное состояние;
- сигнализацию нарушения регламентного режима работы установок;

– обмен данными с системой автоматизации вышестоящего уровня по цифровому протоколу.

Автоматизация ИУ предусматривается в следующем объеме:

- замер дебита жидкости;
- замер дебита газа;
- давление в коллекторе;
- измерение обводненности;
- газовый фактор продукции;
- несанкционированный доступ;
- контроль загазованности;
- температура в помещении;
- состояние системы вентиляции
- местная и дистанционная светозвуковая сигнализация при достижении дозврывоопасной концентрации горючих газов и паров в помещении блока технологического (БТ) 10% и 50% от нижнего концентрационного предела распространения пламени;
- включение вентиляции при достижении ДВК горючих газов и паров в помещении БТ 10% НКПР, отключение всех электроприемников, расположенных в помещении БТ (кроме вентилятора) при достижении ДВК горючих газов и паров 50% НКПР;
- отключение ЭЦН, через 30 сек после отключения ЭЦН закрытие задвижки XV-001 при 50% НКПР и пожаре на кустовой площадке и внутри блока;
- отключение отопительно-вентиляционного оборудования при пожаре в помещении БТ.

В блоке контроля и управления, входящего в комплект поставки ИУ отопление осуществляется электрическими нагревательными приборами с автоматическим регулированием тепловой мощности нагревательного элемента в зависимости от температуры воздуха в помещении.

Предусматривается автоматическое отключение вентсистем при возникновении пожара.

На площадке АГЗУ предусматривается автоматический контроль загазованности с установкой светозвуковой аппаратуры на площадке и сигнализацией на АРМ оператора. При $N=20\%$ НКПРП включается световая и звуковая сигнализация по месту установки датчиков и в операторной, при $N=50\%$ НКПРП световая и звуковая сигнализация по месту установки датчиков и в операторной.

6.3 Блок дозирования реагента (БДР)

Проектной документацией предусматривается оснащение локальной системой управления (ЛСУ) в объеме комплектной поставки блока. ЛСУ обеспечивает:

- измерение и контроль основных технологических параметров работы установки;
- выдачу команд управления на исполнительные механизмы (в случае возникновения нештатной ситуации) для перевода в безаварийное состояние;
- сигнализацию нарушения регламентного режима работы установок;
- обмен данными с системой автоматизации вышестоящего уровня по цифровому протоколу.
- автоматизация блока непрерывного дозирования химреагентов предусматривается в следующем объеме:
 - измерение давления и температуры в нагнетательных линиях;
 - измерение уровня реагента в емкости;
 - измерение температуры в помещении;
 - дистанционное измерение загазованности в блоке с фиксацией данных;

- местная и дистанционная светозвуковая сигнализация при достижении ДВК горючих газов и паров в помещении 10% и 50% НКПР;
- автоматическое включение вентиляции при достижении ДВК горючих газов и паров в помещении 10% НКПР;
- отключение ЭЦН, через 30 сек после отключения ЭЦН закрытие задвижки XV-001 при 50% НКПР и пожаре на кустовой площадке и внутри блока;
- отключение насосов-дозаторов при минимальном и максимальном допустимых значениях давления реагента в нагнетательных линиях;
- отключение насосов-дозаторов при минимальном предельном значении уровня реагента в баках;
- отключение шестеренных насосов при максимальном допустимом значении уровня реагента в емкости;
- контроль состояния, местное и дистанционное (ручное с АРМ оператора и автоматическое (АСУ ТП)) управление вентиляцией, насосами-дозаторами.

На площадке БДР предусматривается автоматический контроль загазованности с установкой светозвуковой аппаратуры на площадке и сигнализацией на АРМ оператора. При $H=20\%$ НКПРП включается световая и звуковая сигнализация по месту установки датчиков и в операторной, при $HN=50\%$ НКПРП световая и звуковая сигнализация по месту установки датчиков и в операторной.

6.4 Емкость дренажная подземная ЕД-001

Предусмотрен следующий объём автоматизации:

- местный и дистанционный контроль уровня в емкости;
- аварийная сигнализация минимального и максимального уровня в емкости;
- при аварийном высоком уровне через 30 с после отключения ЭЦН закрытие задвижки XV-001.

На площадке ЕД-001 предусматривается автоматический контроль загазованности с установкой светозвуковой аппаратуры на площадке и сигнализацией на АРМ оператора при $H=20\%$ НКПРП включается световая и звуковая сигнализация по месту установки датчиков и в операторной, при $HN=50\%$ НКПРП световая и звуковая сигнализация по месту установки датчиков и в операторной.

6.5 Камера запуска СОД и узел отключающей арматуры

Предусмотрен следующий объём автоматизации:

- местный и дистанционный контроль давления на байпase камере до и после задвижки XV-001;
- предусматривается аварийная сигнализация максимального и минимального значения давления;
- контроль состояния электроприводной задвижки XV-001;
- местный контроль давления в камере;
- предусмотрен местный сигнализатор прохождения СОД в камере;
- автоматическое закрытие электроприводной задвижки XV-001 при пожаре и загазованности 50% НКПР в АГЗУ, БДР, на площадках ЕД-001, камеры запуска СОД;
- отключения ЭЦН при аварийно-высоком и аварийно-низком давлении на байпase камере до и после задвижки XV-001, через 30 с после отключения ЭЦН закрытие задвижки XV-001.

На площадке узла запуска СОД предусматривается автоматический контроль загазованности с установкой светозвуковой аппаратуры на площадке и сигнализацией на АРМ

оператора при $N=20\%$ НКППП включается световая и звуковая сигнализация по месту установки датчиков и в операторной, при $NN=50\%$ НКППП световая и звуковая сигнализация по месту установки датчиков и в операторной.

6.6 Камера приема СОД. Трубопровод нефтегазосборный к.8И-т.вр. к27И

Предусмотрен следующий объём автоматизации:

- местный контроль давления в камере СОД;
- местный сигнализатор прохождения СОД в камере;
- местный контроль давления на проектируемом нефтегазосборном трубопроводе на площадке УЗА в т. вр. КП11И и в точке подключения нефтегазосборного трубопровода от КП N11И к проектируемому нефтегазосборному трубопроводу;
- местный контроль давления на проектируемом нефтегазосборном трубопроводе на площадке УЗА в т. вр. КП11И и в точке подключения нефтегазосборного трубопровода от КП N10И к проектируемому нефтегазосборному трубопроводу.

6.7 Блок напорной гребенки

Проектной документацией предусматривается оснащение шкафом вторичного оборудования (ШВО), установленного в помещении БНГ в объеме комплектной поставки блока. ШВО обеспечивает сбор и передачу информации о параметрах технологического процесса в систему телемеханики кустовой площадки.

Для БНГ предусмотрен следующий объём автоматизации:

- определение (вычисление) расхода жидкости;
- местный и дистанционный контроль давления в общем коллекторе;
- дистанционный контроль температуры в помещении;
- местный контроль давления в каждом напорном коллекторе.

6.8 КТП

Автоматизированная система управления электроснабжением (АСУЭ) предназначена для оперативно-диспетчерского управления оборудованием объектов электроснабжения, автоматизации коммерческого и технического учета производства, распределения и потребления электрической энергии и мощности.

Система обеспечивает выполнение следующих функций:

- 1) диспетчерское и технологическое управление выработкой электроэнергии и электроснабжением включая сбор, хранение и предоставление данных;
- 2) контроль распределения и потребления энергоресурсов;
- 3) контроль качества электроэнергии;
- 4) мониторинг электрооборудования;
- 5) учет электроэнергии.

АСУЭ предназначена для автоматизированного контроля и управления объектами электроснабжения.

Объектами автоматизации являются:

- КТП на площадке «Куст скважин №8И».

Данные объекты автоматизируются производителями КТП, оборудование автоматизации входит в блочную поставку КТП.

Структурная схема АСУЭ показана на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-002 проектной документации.

Информационные связи для сбора и передачи данных с объектов электроснабжения проектируемого объекта показаны в томе «Сети связи».

АСУЭ имеет возможность интеграции с системой АСУТП, протокол интеграции ОРС. Автоматизация проектируемых КТП предусматривается в следующем объеме:

- контроль доступа в помещения;
- наличие напряжения на шинах 0,4 кВ фазное;
- технический учет активной и реактивной электроэнергии, учет потребляемой электроэнергии по каждому вводу счетчиками, обеспечивающими передачу всех аналоговых сигналов (напряжение, ток, мощность, энергия), осуществляется от шкафов учета электроэнергии, расположенных в КТП, по интерфейсу Ethernet для КТП в АСУЭ;
- передача данных с ДФКУ;
- прием и передача данных с пожарной сигнализации в вышестоящую систему АСУЭ;
- управление наружным освещением в автоматическом режиме с помощью фотореле с возможностью телеуправления.

Так же предусматривается вывод сигналов в верхний уровень АСУЭ от шкафов телемеханики (Авария, Неисправность ИБП, Дверь шкафа открыта, Наличие питания на вводе шкафа).

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.

Структурная схема АСУТП представлена на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-001.

Требования к АСУТП установлены ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ТЗ-001 «Техническое задание на создание АСУТП объекта «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И».

Система АСУТП 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 на проектируемые шкафы ПЛК со следующих технологических объектов:

- куст скважин №8И;
- камера запуска СОД;
- блок напорной гребенки;

– КТП.

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

На нижнем уровне управления реализуются следующие функции:

- измерение, первичное преобразование и первичная обработка технологических параметров.

На среднем уровне управления реализуются следующие функции:

- мониторинг состояния и диагностика контрольно-измерительных приборов;
- управление и диагностика оборудования исполнительных механизмов;
- контроль состояния оборудования, исполнительных механизмов;
- реализация алгоритмов управления;
- обеспечение безопасного процесса ручного управления по командам оператора;
- хранение информации и событий в памяти контроллера;
- приём от системы верхнего уровня команд управления;
- выдачу значений параметров объектов системе верхнего уровня по сети связи в режиме реального времени.

- сбор информации от технологических объектов;

- обработка и хранение данных;

- диагностика состояния комплекса технических средств;

- передача уставок в системы автоматизации нижнего уровня.

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 (текущего состояния КИП и исполнительных механизмов);

формирование и выдача команд на исполнительные механизмы, т.е. дистанционное управление работой с рабочей станции автоматизированного рабочего места (АРМ) оператора - технолога;

контроль отработки команд исполнительными механизмами;

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.

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

Проектом 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.

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 функции 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.

Для организации канала передачи данных между нижнем уровнем и ПЛК предусматривается использование жесткопроводных линий связи, линий связи сети RS-485. Для мониторинга и управления исполнительными механизмами используются интерфейсные линии связи RS-485. Для мониторинга состояния КИП проектом предусмотрено использование протокола HART.

Основные функции нижнего 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.

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».

Размещение шкафа ПЛК проектом предусматривается в проектируемом здании «Блок аппаратный».

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:

- БДР;
- АГЗУ;
- БНГ;
- КТП

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

Связь ПЛК АСУТП с ЛСУ 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

Основные функции среднего уровня:

- сбор информации от технологических объектов;
- контроль состояния оборудования, исполнительных механизмов;
- реализация алгоритмов вычислений и управления;
- хранение информации и событий в памяти контроллера;
- автоматическое управление оборудованием;
- локальное управление непосредственно на объекте;
- режим ТО;
- приём от системы верхнего уровня команд управления;
- предупредительная и предаварийная сигнализация (звуковая и световая), блокировка технологического оборудования, контроль срабатывания защит и блокировок.

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 ИГНФ1-МУПН-МУПН-000-АК01 «Обустройство Игнялинского нефтегазоконденсатного месторождения. Блочно-модульная установка подготовки нефти», реализованный с применением резервированных серверов ввода-вывода и АРМ операторов (основного и резервного). 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 пожарного депо Игнялинского НГКМ. Проектом предусмотрено необходимое количество лицензий, тэгов и массивов данных платформенного программного обеспечения для расширения АРМ оператора. Так же предусмотрена доработка ПО верхнего уровня АРМ оператора в объеме, необходимом для подключения объектов, проектируемых по данному титулу.

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.

Проектом предусматривается необходимое число лицензий базового программного обеспечения для проектного числа тэгов объектов автоматизации.

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, серверами, АРМ используется сеть Ethernet.

АСУТП подключается непосредственно к коммуникационному оборудованию сети Ethernet, чем обеспечивается возможность передачи данных на уровень MES Заказчика.

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;
- программное обеспечение для работы в текстовых редакторах;
- система программирования ПЛК;
- система визуализации системы управления;
- программные пакеты ведения архивов, построения трендов, создания отчетов.

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.

Человеко-машинный интерфейс будет соответствовать нормативному документу М-15.05.02.01.01-02 «Требования к человеко-машинному интерфейсу на базе ситуационного информирования (версия 2.0)».

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 Требования к организации измерений

Выполнение измерений, установление и соблюдение требований к измерениям, единицам величин, эталонам единиц величин, средствам измерений, применению 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 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, измерительных систем, связанные с обработкой измерительной информации, соответствуют требованиям ГОСТ Р 8.654-2015, Р 50.2.077-2014.

Программное обеспечение проектируемых систем автоматизации должно быть включено в единый реестр российских программ для электронных вычислительных машин и баз данных в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.11.2015г. №1236.

7.11.2 Требования к средствам измерений, их поверке и техническому обслуживанию

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

Все средства измерений поверены 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 иметь 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 обеспечивают возможность прочтения и сохранность в процессе эксплуатации средства измерения.

Все СИ настроены на необходимые диапазоны и величины единиц измерения Поставщиком оборудования.

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.

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.gov.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», КТ-763 «Каталог электрооборудования разведки и добычи для формирования опросных листов».

Типы применяемых средств измерений и оборудования 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 $\pm 0,5$ %.

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

Пределы допускаемой абсолютной погрешности уровнемеров не более ± 3 мм.

Пределы допускаемой относительной погрешности массовых (кориолисовых) расходомеров не более $\pm 0,25$ % для сферы государственного регулирования, не более $\pm 2,0$ % для технологического (оперативного) учета. В трансмиттерах кориолисового расходомера предусмотрена компенсация влияния фактического значения температуры и давления технологической среды.

Газоанализаторы соответствуют ГОСТ 13320-81, имеют дискретный (двухпороговый) и/или аналоговый выходной сигнал (4 – 20) мА, с напряжением питания 24 В постоянного тока.

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

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

7.11.4 Требования к АГЗУ

АГЗУ блочного исполнения бесепарационного типа предназначена для автоматизированного измерения количества нефтегазоводяной смеси, добываемой на кустах нефтяных скважин.

АГЗУ выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.1016-2022, ТТТ-01.02.05-02.

Метрологические характеристики АГЗУ соответствуют требованиям ГОСТ Р 8.1016-2022, ТТТ-01.02.05-02, Постановления Правительства РФ от 16.11.2020г. №1847.

Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений АГЗУ:

- массы скважинной жидкости - не более $\pm 2,5\%$ (при вязкости скважинной жидкости в условиях измерений расхода до 200 мПа·с) или не более $\pm 10,0\%$ (при вязкости скважинной жидкости в условиях измерений расхода 200 мПа·с и более);
- массы скважинной жидкости за вычетом массы воды и попутного нефтяного газа при содержании воды в скважинной жидкости (в объемных долях):
 - а) от 0 % до 70 % - не более $\pm 6\%$;
 - б) свыше 70 % до 95 % - не более $\pm 15\%$;
 - в) свыше 95 % - не нормируется;
- массы нетто нефти в составе нефтегазоводяной смеси - определяют при разработке и аттестации МИ;
- объема попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям — не более $\pm 5\%$.

АГЗУ и СИ в составе АГЗУ внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФИФОЕИ), имеют сертификаты (свидетельства) об утверждении типа с описаниями типа к ним.

АГЗУ и СИ в составе АГЗУ поверены в соответствии с требованиями Федерального закона от 26.06.2008г. № 102-ФЗ, Приказом Минпромторга России от 31.07.2020г. №2510 и утвержденными методиками поверки. Сведения о результатах поверки СИ и АГЗУ включены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФГИС «АРШИН»), причем срок действия сведений/свидетельств о поверке должен составлять не менее 2/3 межповерочного интервала на момент начала пуско-наладочных работ (ПНР).

АГЗУ перед отгрузкой потребителю проходит первичную поверку. Методика поверки должна содержать вариант поверки АГЗУ поэлементным способом.

На АГЗУ разработана, утверждена и аттестована методика измерений (МИ) в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563-2009, ГОСТ Р 8.910-2016 и внесена в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Программное обеспечение, применяемое в АГЗУ, соответствует требованиям ГОСТ Р 8.654-2015, и подлежит проверке в ходе проведения испытаний в целях утверждения типа в соответствие с МИ 3650-2022, Р 50.2.077-2014.

Для исключения несанкционированного доступа должна быть предусмотрена возможность установки клейм и пломб в соответствии с требованиями НД и иные средства защиты от несанкционированного доступа (многоуровневая система паролей, проверка контрольных сумм метрологически значимой части ПО и т.д.).

Система автоматизации должна обеспечивать регистрацию текущих измерений, текущего состояния оборудования, перечней отказов, времени наработки основного и вспомогательного оборудования. Все команды, передаваемые с АРМ оператора, сигналы изменения состояния и аварийные сообщения регистрируются в журнале аварий и событий.

Применяемое программное обеспечение внесено в реестр российского программного обеспечения (<https://reestr.digital.gov.ru/reestr/>).

АГЗУ обеспечивает сбор, обработку, проведение вычислений и передачу информации о текущем состоянии АГЗУ и ее составляющих, а также о текущих параметрах технологического процесса. Длительность хранения результатов измерений дебита скважины не менее 1 года на серверах системы телемеханики и не менее 3 месяцев в АГЗУ.

СИ, применяемые во взрывоопасной зоне, взрывозащищенного исполнения и имеют действующие сертификаты соответствия ТР ТС 012/2011.

СИ имеют заводские, серийные номера или другие буквенно-цифровые обозначения, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр СИ.

На АГЗУ и входящие в ее состав СИ предоставлены разрешительные и эксплуатационные документы на русском языке.

Производитель АГЗУ и средств измерений, входящих в состав АГЗУ, включены в 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».

На момент подачи заявки Участником закупки, предмет закупки должен обладать подтвержденными функциональными (потребительскими свойствами), техническими, качественными и эксплуатационными характеристиками.

Подтверждением функциональных (потребительских свойств), технических, качественных и эксплуатационных характеристик является прохождение процедуры апробации оборудования и/или программного обеспечения в периметре ПАО «Газпром нефть».

При отсутствии информации о проведенных апробациях оборудования и/или программного обеспечения необходимо сформировать запрос в Испытательный центр промышленной автоматизации ПАО «Газпром нефть». Запрос может быть отправлен от лица производителя или официального представителя (с предоставлением правоустанавливающих документов) и содержать наименование организации производителя и точную номенклатуру оборудования и/или программного обеспечения. Срок ответа на запрос – до двух рабочих дней.

Для прохождения апробации оборудования и/или программного обеспечения необходимо сформировать заявку на прохождение испытаний и предоставить всю необходимую техническую и эксплуатационную документацию, после чего будет определена площадка, сроки и вид испытаний. Уточнить порядок прохождения апробации и получить более детальную информацию можно путем направления соответствующего запроса в адрес Испытательного центра промышленной автоматизации ПАО «Газпром нефть».

7.11.5 Требования к документации

При поставке в комплект документации на СИ включить следующую действующую документацию (при необходимости их заверенные копии):

- сертификаты (свидетельства) об утверждении типа СИ с описанием типа;
- 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, 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 включить соответствующие инструменты и вспомогательные оборудование, ЗИП.

В комплекте поставки АГЗУ предусмотреть наличие следующей документации (не ограничиваясь):

- сертификаты (свидетельства) об утверждении типа АГЗУ и СИ, входящих в состав АГЗУ, с описанием типа;
- сертификаты соответствия ТР ТС 012/2011 (для СИ и оборудования, применяемых во взрывоопасных зонах);
- сертификаты соответствия ТР ТС 010/2011 (для АГЗУ и оборудования);
- сведения о результатах поверки АГЗУ и СИ, входящих в состав АГЗУ, внесенные в ФИФОЕИ (ФГИС «АРШИН») и свидетельство о поверке АГЗУ и СИ с протоколом поверки (если его оформление предусмотрено методикой поверки), и (или) отметка в паспорте со

знаком поверки, с указанием даты поверки и подписью поверителя, сроком действия не менее 2/3 межповерочного интервала на момент начала пуско-наладочных работ (ПНР);

- методики поверки на АГЗУ и СИ, входящих в состав АГЗУ;
- заводские паспорта на АГЗУ и СИ, входящих в состав АГЗУ;
- руководство по эксплуатации АГЗУ с разделом «выполнение измерений»;
- руководство (инструкция) по эксплуатации, монтажу, настройке, техническому обслуживанию СИ, входящих в состав АГЗУ, на русском языке.
- методика измерений и свидетельство об аттестации методики измерений АГЗУ;
- программа и методика испытаний АГЗУ;
- руководство пользователя (оператора) АГЗУ и по программному обеспечению с необходимыми файлами на CD;
- руководство по настройке интерфейсов канала связи для расходомера (описание регистров клиентского интерфейса);
- положительное заключение экспертизы промышленной безопасности (при необходимости);
- акты проверок герметичности запорной арматуры, соединительных линий системы.
- паспорт на радиационный источник (при наличии радиационных источников в составе АГЗУ);
- сертификат соответствия в области использования атомной энергии на радиационные источники (при наличии радиационных источников в составе АГЗУ);
- иная документация в соответствии с требованиями на данные системы.

Полный перечень эксплуатационной документации на АГЗУ определяется действующими нормативными документами к таким системам и НМД Заказчика ТТТ-01.02.05-02, ГОСТ Р 8.1016-2022.

7.11.6 Требования к методикам измерений

Методики (методы) измерений разработаны, утверждены и аттестованы в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563-2009, Приказом Минпромторга России от 15.12.2015 №4091 в установленном порядке, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФИФОЕИ).

Измерения количества нефтегазоводяной смеси, добываемой на кустах нефтяных скважин осуществляются в соответствии с ГОСТ Р 8.1016-2022, ГОСТ Р 8.910-2016 и аттестованной методикой измерений.

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

7.11.7 Требования к метрологическому обеспечению измерительных систем

Метрологическое обеспечение измерительных систем в целом осуществляется в соответствии с требованиями Федерального закона от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ, ГОСТ Р 8.596-2002, ТТТ-01.02.05-02, ОСК 20.02.

Метрологическое обеспечение измерительных систем должно осуществляться путем:

- 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 нормирования, расчета метрологических характеристик измерительных каналов (ИК), СИ и измерительных систем;

- проведения поверки ИК и СИ и измерительных систем, используемых в сферах государственного регулирования, в процессе эксплуатации;
- проведение калибровки ИК и СИ, измерительных систем (используемых вне сферы государственного регулирования);
- применения аттестованных методик (методов измерений);
- метрологического надзора за выпуском, монтажом, наладкой, состоянием и применением СИ и АГЗУ.

Погрешность должна нормироваться при рабочих условиях конкретного ИК и определяться таким сочетанием влияющих величин, при которых характеристики погрешности измерительного канала имеют по абсолютной величине наибольшее значение. Определение метрологических характеристик датчиков и модулей ввода-вывода контроллеров системы производится на основании данных фирм производителей.

Рабочие условия измерений указываются для тех компонентов ИК, которые могут влиять на МХ ИК в целом при отклонении рабочих условий от нормы.

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

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

В проектной документации предусмотреть разработку раздела «Метрологическое обеспечение» в следующем составе:

- 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.

7.12 Перечень необходимого ремонтного, сервисного, эталонного оборудования. Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы. Решения по обеспечению безопасной эксплуатации системы, техническому обслуживанию и текущему ремонту

Система АСУТП функционирует в круглосуточном режиме циклом межремонтного интервала программно-технического комплекса (ПТК) не менее двух лет.

Система ориентирована на работу в реальном масштабе времени.

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. Проектом предусмотрена диагностика исправности каналов ввода аналоговых сигналов программными средствами путем проверки соответствия измеренного сигнала допустимым физическим границам, линий измерений, цепей средств пожарной сигнализации, обрыва линии и короткого замыкания.

Техническое обслуживание и текущий ремонт средств автоматизации и средств управления должен выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 54101-2010.

Лицами, ответственными за ввод в эксплуатацию, должен быть разработан план эксплуатации и технического обслуживания систем, в том числе комплексных систем

безопасности, включая периодические контрольные проверки, для поддержания требуемой функциональной безопасности в период эксплуатации и технического обслуживания систем в соответствии с ГОСТ 53195.2-2008.

Система должна эксплуатироваться в режиме круглосуточной непрерывной работы. Профилактическое и ремонтное обслуживание отдельных частей системы должно проводиться во время остановки на профилактическое и ремонтное обслуживание контролируемого технологического оборудования.

Периодичность технического обслуживания и объем контролируемых параметров системы, необходимых для технического обслуживания и ремонта, должны быть представлены в эксплуатационной документации.

К эксплуатации и обслуживанию технических устройств, предназначенных для применения на опасных производственных объектах, допускаются лица, прошедшие соответствующее обучение и имеющие документы установленного образца.

Кабельные линии должны выполняться так, чтобы в процессе монтажа и эксплуатации было исключено возникновение в них опасных механических напряжений и повреждений, для чего:

- кабели должны быть уложены с запасом по длине, достаточным для компенсации возможных смещений почвы и температурных деформаций самих кабелей и конструкций, по которым они проложены; укладывать запас кабеля в виде колец (витков) запрещается;
- кабели, проложенные горизонтально по конструкциям, стенам, перекрытиям и т.п., должны быть жестко закреплены в конечных точках, непосредственно у концевых заделок, с обеих сторон изгибов и у соединительных и стопорных муфт;
- кабели, проложенные вертикально по конструкциям и стенам, должны быть закреплены так, чтобы была предотвращена деформация оболочек и не нарушались соединения жил в муфтах под действием собственного веса кабелей;
- конструкции, на которые укладываются небронированные кабели, должны быть выполнены таким образом, чтобы была исключена возможность механического повреждения оболочек кабелей; в местах жесткого крепления оболочки этих кабелей должны быть предохранены от механических повреждений и коррозии при помощи эластичных прокладок;
- кабели (в том числе бронированные), расположенные в местах, где возможны механические повреждения (передвижение автотранспорта, механизмов и грузов, доступность для), должны быть защищены по высоте на 2 м от уровня пола или земли и на 0,3 м в земле;
- при прокладке кабелей рядом с другими кабелями, находящимися в эксплуатации, должны быть приняты меры для предотвращения повреждения последних;
- кабели должны прокладываться на расстоянии от нагретых поверхностей, предотвращающем нагрев кабелей выше допустимого, при этом должна предусматриваться защита кабелей от прорыва горячих веществ в местах установки задвижек и фланцевых соединений.

Техническое обслуживание (ТО) и текущий ремонт (ТР) систем в соответствии с настоящим стандартом организует собственник или предприятие (учреждение), имеющее право хозяйственного ведения или оперативного управления (далее Организация) с момента приемки системы в эксплуатацию.

ТО и ТР систем проводятся с целью обеспечения выполнения функций, предусмотренных проектом, целостности систем, работоспособности и функциональной безопасности в течение всего срока эксплуатации, предусмотренного проектной и технической документацией, что достигается следующими действиями:

- осуществление постоянного контроля технического состояния и правильности функционирования систем в целом;
- периодическая проверка (путем измерений, испытаний) соответствия параметров требованиям технической (эксплуатационной) документации;

- проведение комплекса работ по поддержанию работоспособности систем в течение всего срока эксплуатации;
- своевременная замена отдельных составляющих и частей систем, регламентированных технической документацией на них;
- ведение постоянного учета отказов, сбоев и ложных срабатываний систем, выявление и устранение причин их возникновения;
- проведение обобщения и анализа получаемой информации о техническом и функциональном состоянии обслуживаемых систем, разработка и реализация мер по совершенствованию методов ТО систем;
- заблаговременное определение достижения отдельными составными частями систем предельного ресурса с целью своевременной замены;
- своевременное устранение выявленных в ходе эксплуатации или ТО систем неисправностей отдельных составных частей или систем в целом в рамках ТР систем;
- создание и плановое поддержание комплектности запасных изделий, материалов и средств, необходимых для качественного выполнения ТО и ТР систем;
- метрологическое обеспечение проводимых работ, как в ходе эксплуатации, так и ТО систем, в том числе обеспечение средствами измерений, осуществление их своевременной проверки, соблюдение метрологических стандартов, норм и правил;
- допуск к производству работ по ТО и ТР систем персонала, имеющего достаточную профессиональную подготовку и предусмотренные в установленном порядке разрешительные документы на осуществление данного вида работ, и проведение постоянной работы по повышению его квалификации.

Общее содержание работ по регламентированному техническому обслуживанию системы устанавливается регламентом на проведение ТО системы.

Содержание работ на проведение ТО конкретной системы может варьироваться в зависимости от состава, сложности и иных особенностей системы, связанных с техническими условиями на составные элементы системы, а также с условиями их эксплуатации.

Специализированный персонал или специализированная организация (далее - Исполнитель) должны организовывать и проводить работы, связанные с ТО и ТР систем, в строгом соответствии с действующими законами Российской Федерации, техническими регламентами, настоящим стандартом и в соответствии с требованиями, предъявляемыми национальными стандартами, сводами правил и технической (эксплуатационной) документацией на системы и их составные части, а также с регламентами на проведение ТО и ТР систем.

ТО системы должно осуществляться на плановой основе (ГОСТ Р 53195.2-2008, 7.11) и проводиться с периодичностью, установленной регламентом на проведение ТО системы, при этом должно обеспечиваться выполнение плана проведения и процедур ТО систем, а также процедур ТО (поддержки) программного обеспечения системы (в соответствии с ГОСТ 53195.2-2008, 7.16).

Если для проведения работ по ТО и ТР требуется временное отключение системы или ее части либо ограничение их функций, то Организация должна предпринять компенсирующие меры по сохранению уровня безопасности здания или сооружения в период проведения этих работ.

При выявлении в ходе эксплуатации и ТО системы неисправности основного(ых) устройства(ств) - составляющего(щих) системы (но до достижения ими назначенного срока службы) Организация должна произвести средний или капитальный ремонт системы, направленный на восстановление ее ресурса. По окончании ремонтных работ должен быть составлен акт об оценке продления ресурса системы, должны быть внесены изменения в исполнительную документацию, а также должна быть проведена оценка соответствия системы требованиям функциональной безопасности.

При достижении системой или ее составными частями предельного состояния (срока службы), в том числе после ремонта системы, ее составные части подлежат выводу из эксплуатации и списанию. К моменту достижения системой предельного состояния Организация должна принять меры к созданию новой системы.

В период эксплуатации системы Организация должна обеспечивать правильное и своевременное ведение эксплуатационной документации на ТО и ТР системы.

Эксплуатационная документация ТО и ТР системы должна содержать в хронологическом порядке минимально необходимую информацию, позволяющую однозначно идентифицировать систему, подлежащую ТО и ТР, защищаемый объект и место ее установки на объекте, осуществлять планирование и проведение работ по ТО и ТР системы, контролировать содержание, объем и качество выполненных работ, а также накапливать статистический материал о поведении системы и проведении ТО и ТР системы для использования в целях совершенствования системы и порядка проведения ТО и ТР.

Состав и детали форм эксплуатационной документации на проведение ТО и ТР конкретной системы могут варьироваться в зависимости от вида, состава, сложности и иных особенностей системы, предусмотренной проектом, а также от системы управления документацией, принятой в Организации.

Ведение эксплуатационной документации по ТО и ТР системы может осуществляться Организацией самостоятельно, должностным лицом по ее поручению или может быть поручено специализированной организации - на основании договора подряда.

В случае применения метода технического обслуживания системы специализированной организацией к договору подряда Организация (Заказчик) обязана передать подрядчику разработанную документацию по ТО и ТР системы, а подрядчик обязан выполнять работы в соответствии с ней и отвечать за ее ведение.

Разработка документации по ТО и ТР системы может быть поручена Исполнителю, в этом случае она вступает в силу с момента утверждения Заказчиком.

До принятия системы на ТО рекомендуется проведение первичного обследования системы на объекте.

Проведение первичного обследования системы после приемки системы в эксплуатацию обеспечивает Организация, для чего она создает комиссию по первичному обследованию системы с привлечением должностного лица Организации, представителя(ей) Исполнителя и, при необходимости, третьего(их) независимого лица (лиц).

Лица, включенные в состав комиссии по первичному обследованию системы, должны обладать высокой квалификацией и должны быть аттестованы:

- по "Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей";
- по "Правилам устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением";
- по "Единым правилам безопасности при взрывных работах";
- по иным действующим правилам обеспечения безопасности проведения работ, осуществляемых на объекте.

В случае выполнения ТО системы методом технического обслуживания специализированной организацией с привлечением ее представителей к работе в комиссии по первичному обследованию системы осуществляется на основании договора подряда.

По результатам первичного обследования системы комиссия составляет акт первичного обследования системы, утверждаемый уполномоченным представителем Организации.

Организация и Исполнитель должны обеспечить выполнение мер безопасности при выполнении работ по ТО и ТР системы.

7.13 Обеспечение надежности системы

Для АСУТП выполнены следующие показатели надежности:

- среднее время безотказной работы ПЛК – не менее 10 лет;
- время замены (ремонта) неисправного компонента системы не превышает 4 часов при условии наличия комплекта ЗИП;
- среднее время обнаружения ошибки - 90 минут;
- коэффициент готовности системы по выполнению основных функций не менее 0,997.

Гибкая концепция проектируемой комплексной системы управления и обеспечения безопасности позволяет формировать структуру системы управления, обеспечивающую оптимальную готовность и производительность.

Оборудование АСУТП предполагает удовлетворение требованиям надежности и готовности в следующих аспектах:

- прочная механическая конструкция;
- защищенность от электрических помех;
- высококачественные составляющие (компоненты);
- надежно проверенные электронные блоки;
- полностью проверенное модульное программное обеспечение;
- легко интерпретируемые языки программирования прикладных программ;
- интегральные функции наблюдения;
- отображение сообщений об ошибках.

Любая ошибка в оборудовании будет выдана штату обслуживания в виде аварийных сообщений, которые должны быть квитированы. Нештатные состояния также выдаются в виде различных списков предупреждающих и аварийных сообщений системы, стандартизированных отображений состояния и с помощью светоизлучающих диодов на модулях оборудования. В случае сбоя в системе, и, если внутренняя диагностическая система не способна определить дефект неисправного модуля, важно иметь испытательное оборудование для поиска неисправностей.

7.14 Мероприятия по подготовке объектов автоматизации к вводу системы в эксплуатацию

7.14.1 Мероприятия по настройке комплекса

Для начала полноценной эксплуатации системы необходимо:

- проверить настройки коммуникационных соединений между частями системы. В том числе настройки безопасности и прав доступа. Процедуры настройки будут описаны в соответствующей документации по администрированию серверов, СУБД, системы управления;
- поверить показания средств внутренней диагностики на наличие критических ошибок. Данная процедура будет описана в документе поставщика системы управления «Инструкция программиста»;
- завести учетные записи пользователей системы с распределением прав доступа к функциям системы. Данная процедура описана в документе «Инструкция программиста»;
- распределить персонал по автоматизированным рабочим местам;
- осуществить опытно-эксплуатационный прогон системы на реальных условиях технологических процессов.

7.14.2 Мероприятия по приведению информации к виду, пригодному для обработки на ЭВМ

Приведение информации к виду, пригодному для обработки на ЭВМ производится автоматически с использованием технических средств системы управления.

7.14.3 Мероприятия по обучению и проверке квалификации персонала

Обучение и проверка квалификации персонала должны производиться в соответствии с планом, установленным на предприятии.

7.14.4 Мероприятия по созданию необходимых подразделений и рабочих мест

В связи с тем, что объекты данного проекта интегрируются в существующую систему, мероприятия по созданию необходимых подразделений и рабочих мест определяются в рабочем порядке с учетом принятой структуры и загрузки персонала АСУТП.

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 сигналом 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 ХЛ1 по условиям окружающей среды в соответствии с группой макроклиматического района и категорией размещения по ГОСТ 15150-69.

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, имеющих в составе импульсную трубку, предусматривается теплоизоляция и электрообогрев саморегулируемым греющим кабелем вместе с трубопроводом.

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 термобоксами или термочехлами.

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

Применяемое в проекте оборудование автоматизации будет соответствовать документу КТ-610.

Предусматривается ЗИП по полевому оборудованию в количестве 20%, но не менее одного наименования каждого элемента.

8.2 Размещение и монтаж приборов, трубных и электрических проводов

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 светозвуковая сигнализация возникновения загазованности (20% и 50% НКПРП). В помещениях и зданиях, оборудованных автоматическими газоанализаторами, предусматривается светозвуковая сигнализация о возникновении загазованности (10% и 50% НКПРП). В помещении АГЗУ датчики контроля загазованности калибруются на обнаружение метана и устанавливаются над источниками возможного выделения газов. В помещении БДР датчики контроля загазованности калибруются на обнаружение паров метанола и устанавливаются на одной высоте с источниками возможного выделения газов. На открытых площадках датчики контроля загазованности калибруются на обнаружение метана и устанавливаются на высоте 0,5-1 м от уровня поверхности площадки.

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 на лотках, в 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 трудносгораемого материала – поливинилхлоридного пластиката. Проектом предусматриваются унифицированные кабельные вводы с уплотнениями для ввода кабелей в здания.

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.

Кабели КИП и ПС маркируются металлическими бирками. Предусматривается механическая защита кабелей, расположенных в местах, где возможны механические повреждения (передвижение автотранспорта, механизмов и грузов, доступность для посторонних лиц), по высоте на 2 м от уровня пола.

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

При прокладке небронированных кабелей на высоте до 2 м, кабели защищаются от механических повреждений стальными трубами, кабельными коробами или металлорукавами.

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 вертикальных участках кабельных коробов через каждые 20 м.

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

Во взрывоопасных зонах применены кабели с сечением жил не менее 1 мм².

8.3 Решения по организации электроснабжения и заземления средств автоматизации.

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

Для организации бесперебойного электропитания компонентов АСУ применяется ИБП.

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.

ИБП обеспечивают защиту технических средств АСУ 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 АСУ должно обеспечить их работу не менее 1 часа после исчезновения напряжения сети основного электропитания.

Программное обеспечение для управления и мониторинга ИБП предусматривает возможность контроля и управления ИБП через ЛВС с использованием стандартного протокола SNMP.

Заземление (зануление) предназначено для:

- защиты человека от поражения электрическим током при повреждении изоляции и выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ (шестое издание 1998 г), ГОСТ Р 50571.4.41-2022;
- обеспечения требований взрывозащиты и выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ (шестое издание 1998 г.) глава 1.7, ГОСТ 30852.13-2002;

– заземление без помех (соединение с заземляющим устройством (в том числе с электрически независимыми), при котором уровень помех, поступающих от внешних источников, не приводит к недопустимым нарушениям в работе оборудования обработки информации и выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.22-2000, ГОСТ Р 50571.5.54-2024;

– функционального заземления (заземление для обеспечения нормального функционирования аппарата, на корпусе которого по требованию разработчика не должен присутствовать даже малейший электрический потенциал (иногда для этого требуется наличие отдельного электрически независимого заземлителя) и выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 50571.22-2000 (МЭК 60364-7-707-84), ГОСТ Р 50571.5.54-2024 (МЭК 60364-5-54-2021).

Проектом предусмотрено защитное заземление всех средств автоматизации, к которым подведено напряжение. На корпусе приборов КИП, соединительных коробок предусмотрен соединительный контактный зажим, предназначенный для заземления.

Корпуса приборов КИП, соединительных коробок подсоединяются проводом с помощью болтовых соединений к металлической полосе и далее к контуру заземления.

Трассы металлических коробов/лотков заземляются не менее чем в двух противоположных друг от друга местах (в начале и в конце трассы) путем приварки стальных проводников к опорным конструкциям или болтовым соединением гибких проводников из цветного металла. Каждое ответвление от трассы заземляется при помощи своего отдельного проводника, подключаемого в конце ответвления. Секции коробов, лотков и их ответвления образуют непрерывную электрическую цепь по всей длине трассы (решения по заземлению металлических коробов/лотков приведены в электротехнической части проекта).

Все болтовые соединения узлов заземления защищаются от коррозии силиконовой мастикой.

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

Броня подсоединяется к системе уравнивания потенциалов на каждом конце кабеля с двух сторон.

Каждая неиспользуемая жила в многожильном кабеле должна быть соответствующим образом изолирована от земли и от других жил с обоих концов за счет использования соответствующих концевых заделок.

Неиспользуемые жилы в многожильном кабеле в случае, если другие цепи в многожильном кабеле имеют заземление, соединяются с точкой заземления, используемой для заземления любых искробезопасных цепей в том же кабеле, но изолируется от земли и от других жил на другом конце за счет использования соответствующих концевых заделок согласно ГОСТ IEC 60079-14-2011.

Заземление проводящих экранов кабелей предусматривается электрическим соединением с заземлителем, расположенным вне взрывоопасной зоны, только в одной точке, обычно на конце цепи.

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

Для заземления средств автоматизации применен провод установочный с медными жилами с изоляцией из поливинилхлоридного пластиката желто-зеленого цвета, круглый, в холодостойком исполнении, на номинальное напряжение 1 кВ, сечение 1х6 мм².

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

Заземление открытых проводящих частей систем автоматизации выполняется при номинальных напряжениях выше 25 В переменного тока и выше 60 В 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).

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 ГЗШ) с общим контуром заземления. Значения сопротивления функционального заземления более 4 Ом недопустимы, т.к. увеличивают помехи на измерительные цепи. Функциональное заземление полностью удовлетворяет требованиям документа М-15.05.02.01.01-01. Маркировка проводника функционального заземления (FE) выполняется в соответствии с ГОСТ Р МЭК 60050-826-2009.

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 (IEC 61000-4-2:2008) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний
6. ГОСТ 30804.4.3-2013 (IEC 61000-4-3:2006) Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний
7. ГОСТ 30804.4.4-2013 (IEC 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 8.611-2024 Государственная система обеспечения единства измерений. Расход и количество газа. Методика (метод) измерений с помощью ультразвуковых преобразователей расхода.

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

22. ГОСТ Р 8.733-2011 Государственная система обеспечения единства измерений. Системы измерений количества и параметров свободного нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

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

24. ГОСТ Р 8.910-2016 «ГСИ. Масса нефти в составе нефтегазоводяной смеси. Методики (методы) измерений».

25. ГОСТ Р 8.1004-2021 «ГСИ. Системы измерений количества и параметров нефти в нефтегазоводяной смеси и измерительные установки. Метрологические и технические требования».

26. ГОСТ Р 8.1016-2022 «ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования».

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

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

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. 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 человекo-машинный. Маркировка и обозначения органов управления и контрольных устройств. Правила кодирования информации.

34. М-15.05.02.01.01-02 Требования к человекo-машинному интерфейсу на базе ситуационного информирования (версия 2.0).

35. М-01.07.00-04 Методический документ. Технические требования к системам измерения количества газа (свободного нефтяного) при учете извлекаемых природных ресурсов.

36. М-01.07.00-02 «Технические требования к измерительным установкам количества углеводородной смеси при учете извлекаемых природных ресурсов на скважине».

37. ОСК-15.05.01.01-01 Методический документ. Концепция автоматизации БРД.

38. М-15.05.01.01.01-01 Методический документ. Архитектура систем промышленной автоматизации в части АСУ ТП БРД (версия 1.0);

39. М-15.05.02.01.01-01 Методический документ. Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД (версия 2.0).

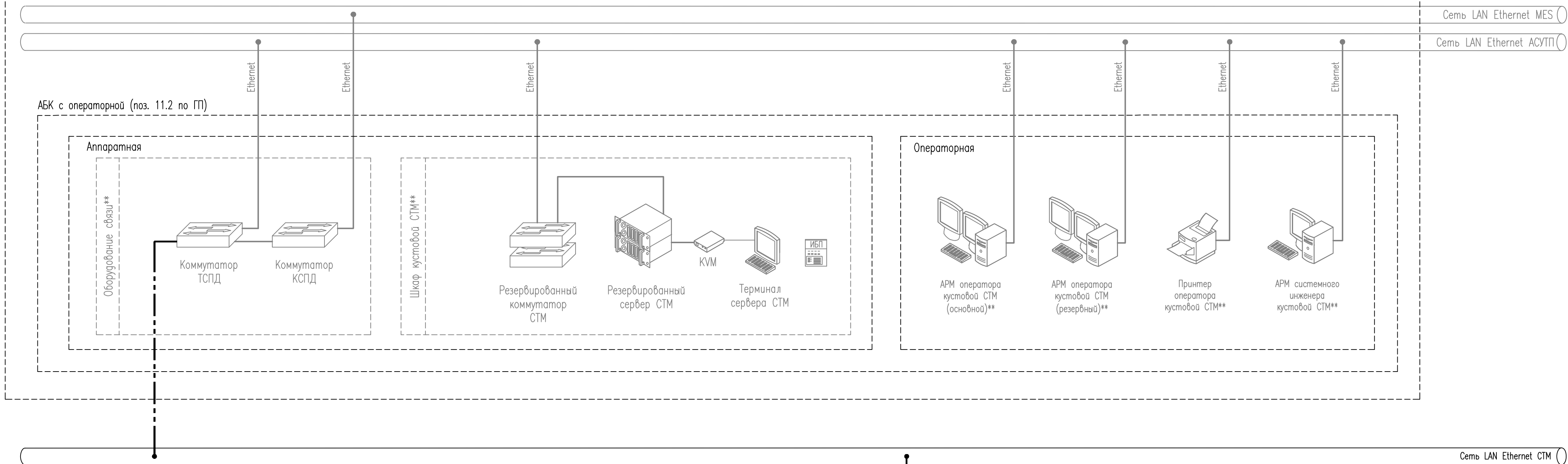
40. ТТТ-01.02.05-02 Измерительная установка (ИУ) в блочном исполнении (версия 2.0).

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

42. КТ-763 Каталог электрооборудования разведки и добычи для формирования опросных листов.

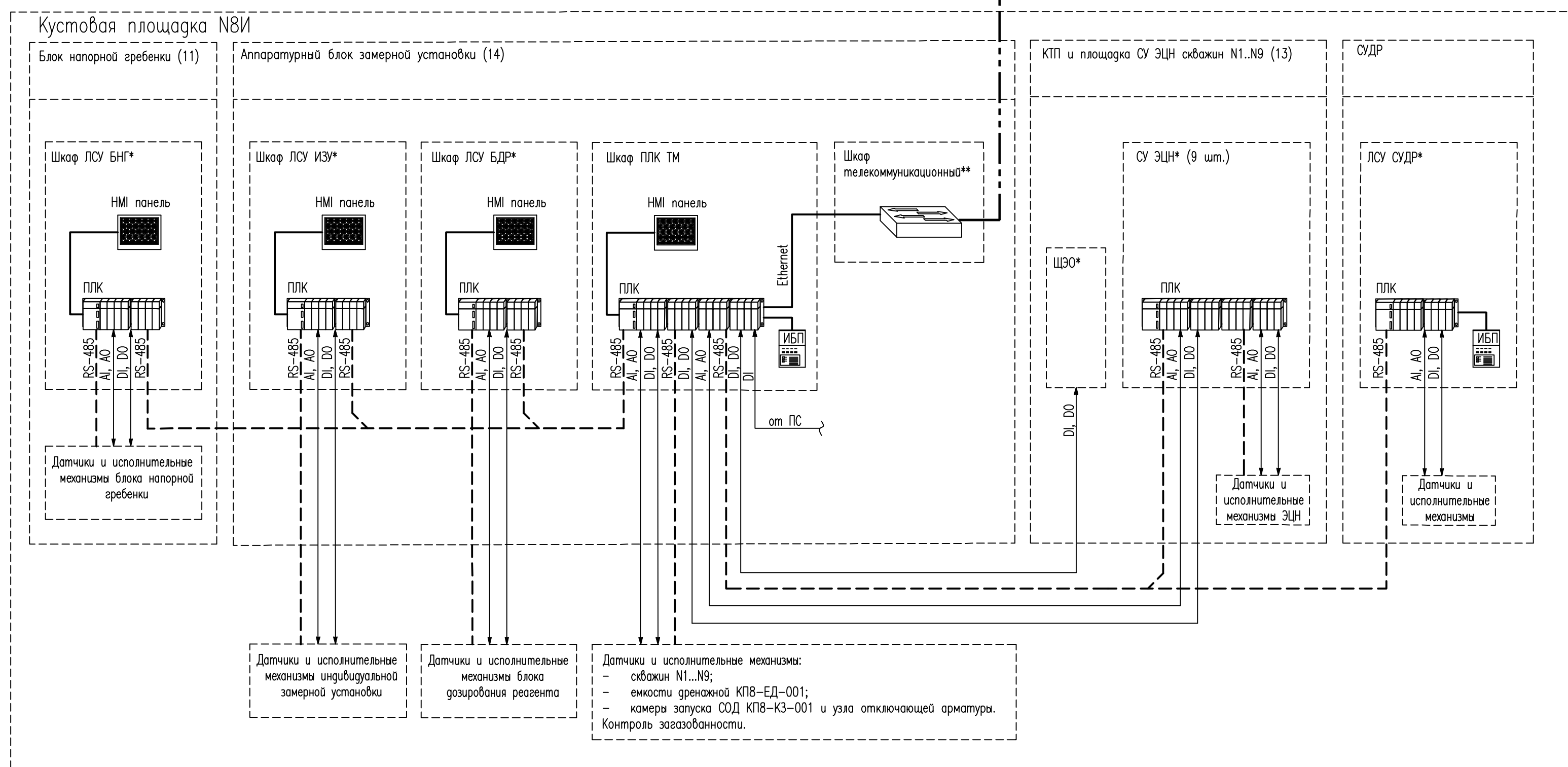
Примечание - При пользовании настоящими техническими требованиями целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования - на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному 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.

Площадка УПН «Чона нефть»



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
—	Линия связи сети Ethernet
←	Кабельные линии связи
- - - -	Канал последовательной передачи данных (шины)
— — — —	Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС)
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ПС	Пожарная сигнализация
АРМ	Автоматизированное рабочее место
ИБП	Источник бесперебойного питания
СУ	Станция управления
ЭЦН	Электроприводной центробежный насос

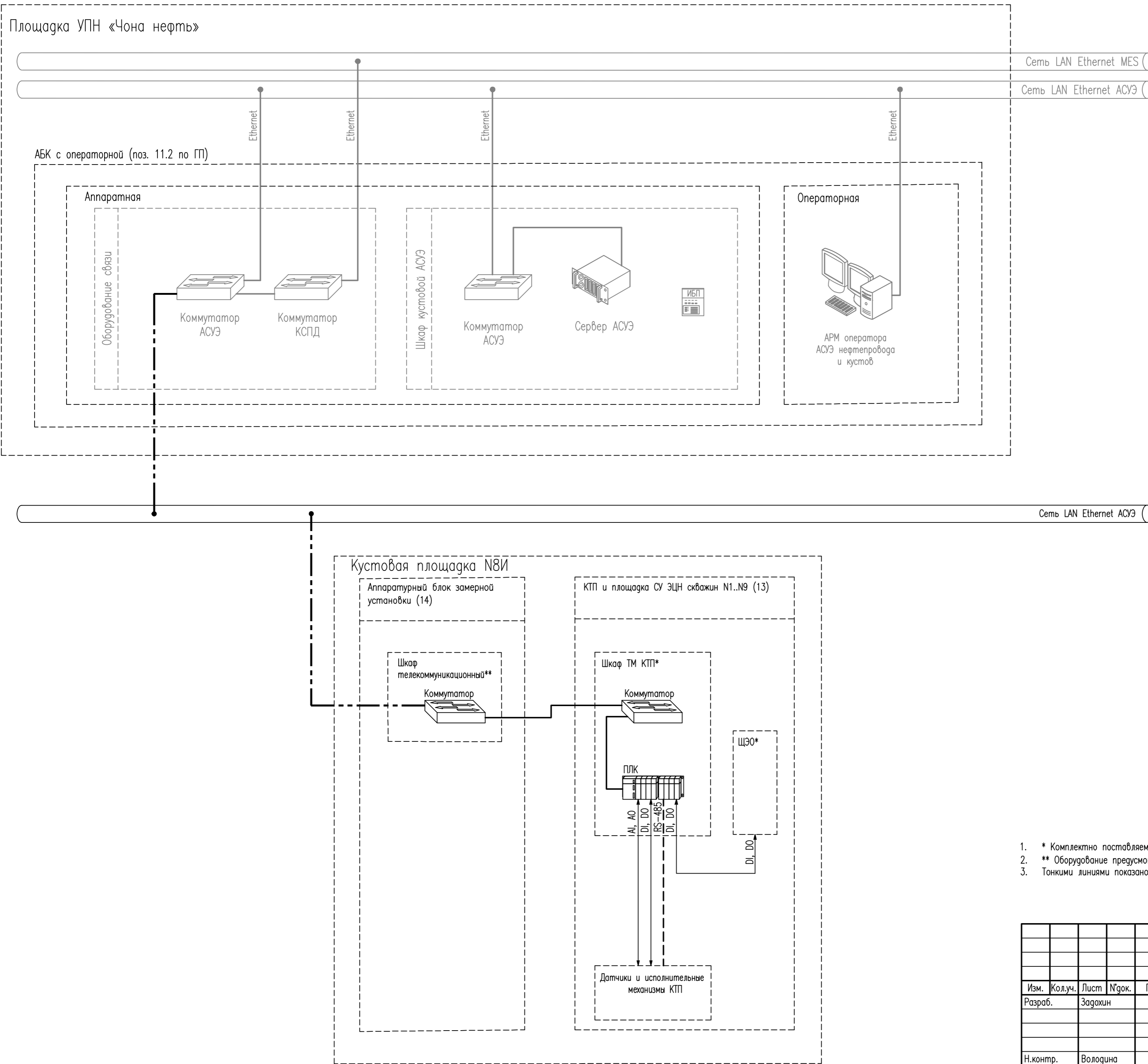


- * Оборудование, поставляемое комплектно с технологическими блоками.
- ** Предустанавливается проектом ИГНФ1-ГПНА,ТРП-КТ2-000-АСУП "Создание и внедрение автоматизированной системы управления технологическими процессами кустовой площадки 2И Иянянского нефтегазоконденсатного месторождения" ООО «Газпромнефть-Автоматизация».
- Тонкими линиями показано существующее оборудование.

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-001					
Обустройство Иянянского НГКМ. Куст скважин N8I					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№рек.	Погр.	Дата
Разраб.	Задохин				25.09.25
Н.контр.	Володина				25.09.25
ГИП	Володина				25.09.25
				Статус	Лист
				П	1
				Листов	1
Куст скважин N8I. Схема структурная АСУП					
ГИПВОСТОКНЕФТЬ					

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
	Линия связи сети Ethernet
	Кабельные линии связи
	Канал последовательной передачи данных (шины)
	Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС)
ПЛК	Программируемый логический контроллер
АРМ	Автоматизированное рабочее место
ИБП	Источник бесперебойного питания
ТМ	Телемеханика



- * Комплектно поставляемое оборудование.
- ** Оборудование предусмотрено в разделе "Сети связи".
- Тонкими линиями показано существующее оборудование.

					ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-002			
					Обустройство Инялинского НГКМ. Куст скважин N8И			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погр.	Дата	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Задохин			25.09.25		п	1
Н.контр.		Володина			25.09.25	Куст скважин N8И. Схема структурная АСУЭ		
ГИП		Володина			25.09.25			

Верхний уровень

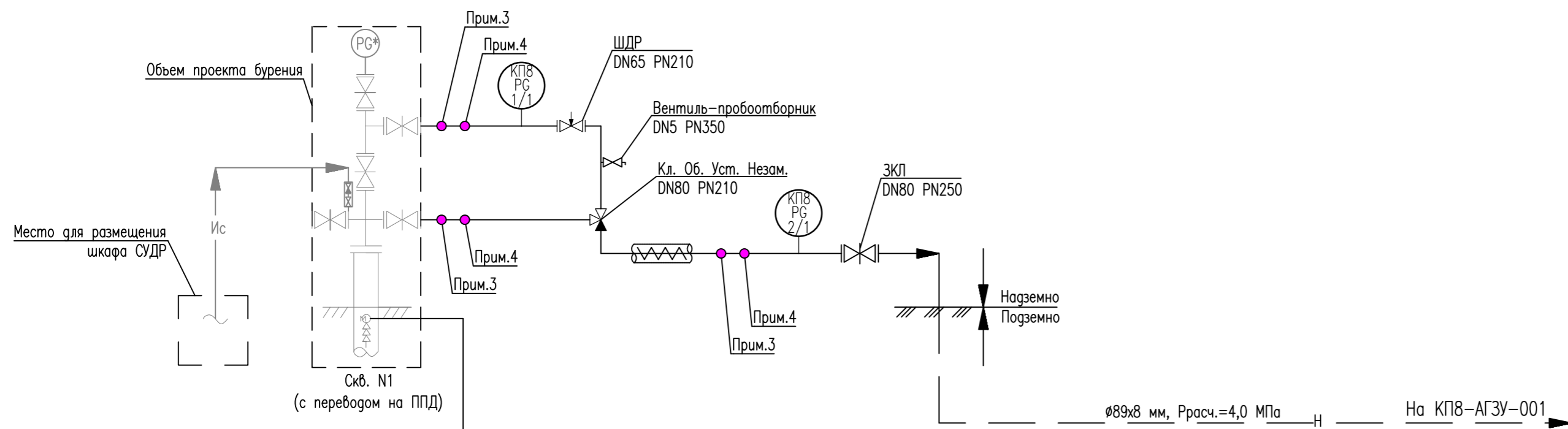
Средний уровень

Полевой уровень

Согласовано

Согласовано

Инф. N подл. Подп. и дата. Взам. инв. N



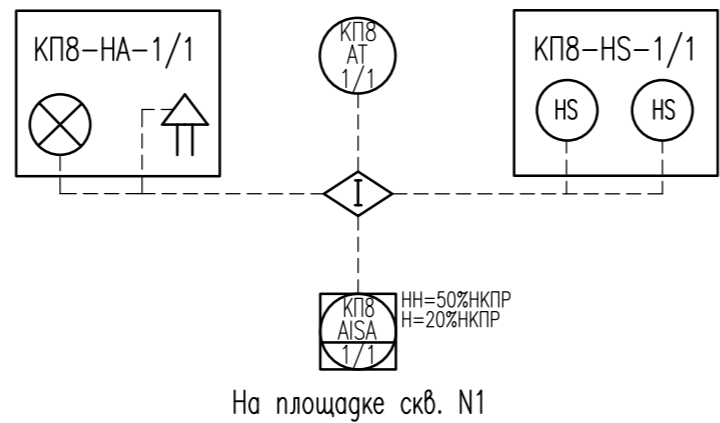
Станция управления насосом ЭЦН скв. N1

- Температура обмотки двигателя
- Сопротивление изоляции
- Вкл./Выкл.
- Работ.
- Неиспр.



Отключение насоса ЭЦН:

- при давлении НН, LL до и после электрозадвижки КР8-ХВ-001,
- при уровне НН в дренажной емкости КР8-ЕД-001,
- при закрытии электрозадвижки КР8-ХВ-001,
- при пожаре и загазованности 50% НКПР в блоках и на площадках АГЗУ, БДР и на площадке КР8-ЕД-001



ПОЗ.	ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ.	МАССА ЕД. КГ.	ПРИМЕЧ.
КР8-РГ-1/1 КР8-РГ-2/1		Манометр показывающий	2		
КР8-АТ-1/1		Датчик обнаружения углеводородных газов Маркировка по взрывозащите Exd	1		
КР8-НА-1/1		Оповещатель светозвуковой "Газ" комбинированный. Маркировка по взрывозащите Exd	1		
КР8-НС-1/1		Кнопочный пост управления Маркировка по взрывозащите Exd	1		

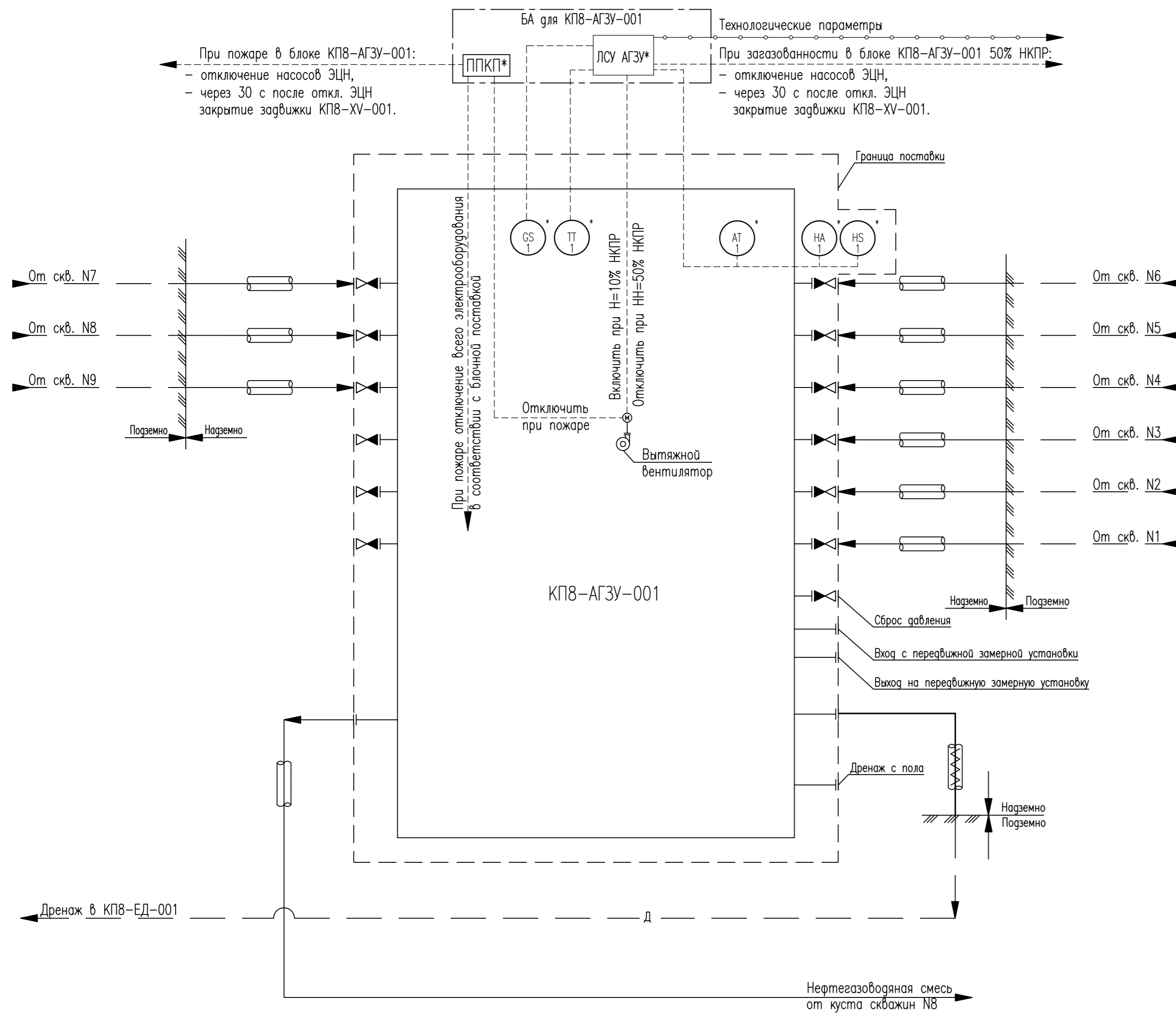
Таблица применимости

N Скв.	Манометр показывающий	Газоанализатор	Оповещатель светозвуковой "Газ"	Кнопочный пост управления
1	КР8-РГ-1/1 КР8-РГ-2/1	КР8-АТ-1/1	КР8-НА-1/1	КР8-НС-1/1
2	КР8-РГ-1/2 КР8-РГ-2/2	КР8-АТ-1/2	КР8-НА-1/2	КР8-НС-1/2
3	КР8-РГ-1/3 КР8-РГ-2/3	КР8-АТ-1/3	КР8-НА-1/3	КР8-НС-1/3
4	КР8-РГ-1/4 КР8-РГ-2/4	КР8-АТ-1/4	КР8-НА-1/4	КР8-НС-1/4
5	КР8-РГ-1/5 КР8-РГ-2/5	КР8-АТ-1/5	КР8-НА-1/5	КР8-НС-1/5
6	КР8-РГ-1/6 КР8-РГ-2/6	КР8-АТ-1/6	КР8-НА-1/6	КР8-НС-1/6
7	КР8-РГ-1/7 КР8-РГ-2/7	КР8-АТ-1/7	КР8-НА-1/7	КР8-НС-1/7
8	КР8-РГ-1/8 КР8-РГ-2/8	КР8-АТ-1/8	КР8-НА-1/8	КР8-НС-1/8
9	КР8-РГ-1/9 КР8-РГ-2/9	КР8-АТ-1/9	КР8-НА-1/9	КР8-НС-1/9

1. Схема автоматизации выполнена для нефтяной скважины N1. Для скважин NN2...9 схема аналогична с учетом таблицы применимости. В позиционном обозначении приборов после знака "/" ставится номер скважины.
2. Станция управления поставляется комплектно с насосом ЭЦН.
3. Место для возможной установки дополнительного датчика температуры.
4. Место для возможной установки дополнительного датчика давления.
- 5.* Комплектная поставка с технологическим оборудованием.

ИГНФ1-КР8-П-ТКР.03.00-ГЧ-003					
Обустройство Изнялинского НКМ. Куст скважин N8И					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№докум.	Погр.	Дата
Разраб.	Задохин				22.09.25
Куст скважин N8И.				Страница	Лист
				п	1
Н.контр. Володина				22.09.25	
ГИП Володина				22.09.25	
Добывающая скважина. Схема автоматизации функциональная				ГИПВОСТОКНЕФТЬ	

Согласовано					
Согласовано					
Взам. инв. N					
Погр. и дата					
Инв. N подл.					



При пожаре в блоке КР8-АГЗУ-001:
 - отключение насосов ЭЦН,
 - через 30 с после откл. ЭЦН
 закрытие задвижки КР8-ХУ-001.

Технологические параметры

При загазованности в блоке КР8-АГЗУ-001 50% НКПР:
 - отключение насосов ЭЦН,
 - через 30 с после откл. ЭЦН
 закрытие задвижки КР8-ХУ-001.

При пожаре отключение всего электрооборудования
 в соответствии с блочной поставкой

Отключить при пожаре

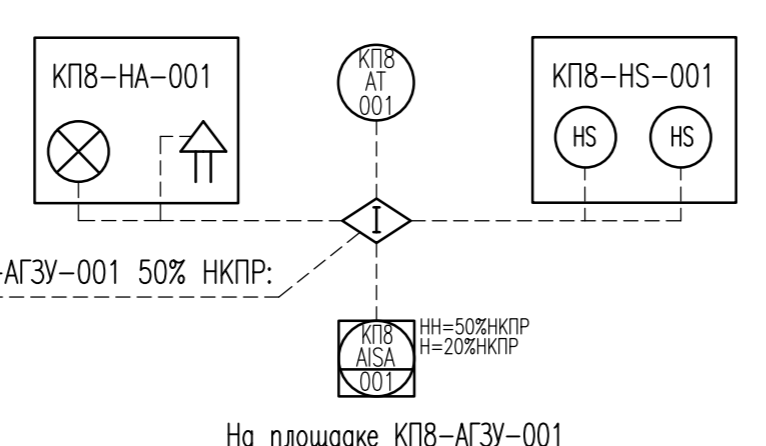
Включить при Н=10% НКПР

Отключить при НН=50% НКПР

Вытяжной вентилятор

КР8-АГЗУ-001

При загазованности на площадке КР8-АГЗУ-001 50% НКПР:
 - отключение насосов ЭЦН,
 - через 30 с после откл. ЭЦН
 закрытие задвижки КР8-ХУ-001.



На площадке КР8-АГЗУ-001

ПОЗ.	ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ.	МАССА ЕД. КГ.	ПРИМЕЧ.
ТТ-1*		Датчик температуры Маркировка по взрывозащите Exd	1		
GS-1*		Датчик несанкционированного доступа Маркировка по взрывозащите Exd	1		
КР8-АТ-001 АТ-1*		Датчик обнаружения углеводородных газов Маркировка по взрывозащите Exd	2		
КР8-НА-001 НА-1*		Оповещатель светозвуковой "Газ" комбинированный. Маркировка по взрывозащите Exd	2		
КР8-НС-001 НС-1*		Кнопочный пост управления Маркировка по взрывозащите Exd	2		

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
КР8-АГЗУ-001	Измерительная установка	1	Qж= 400 т/сут, Qг= 100000 м3/сут, Pрасч.=4,0 МПа	Бессепарационного типа с многофазным расходомером

1. * Комплектная поставка.

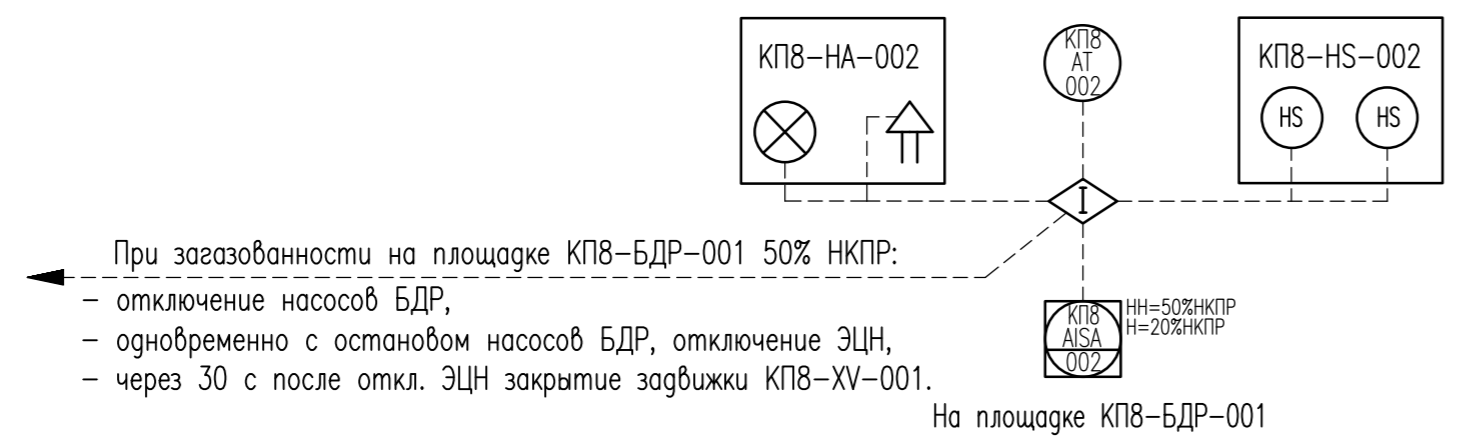
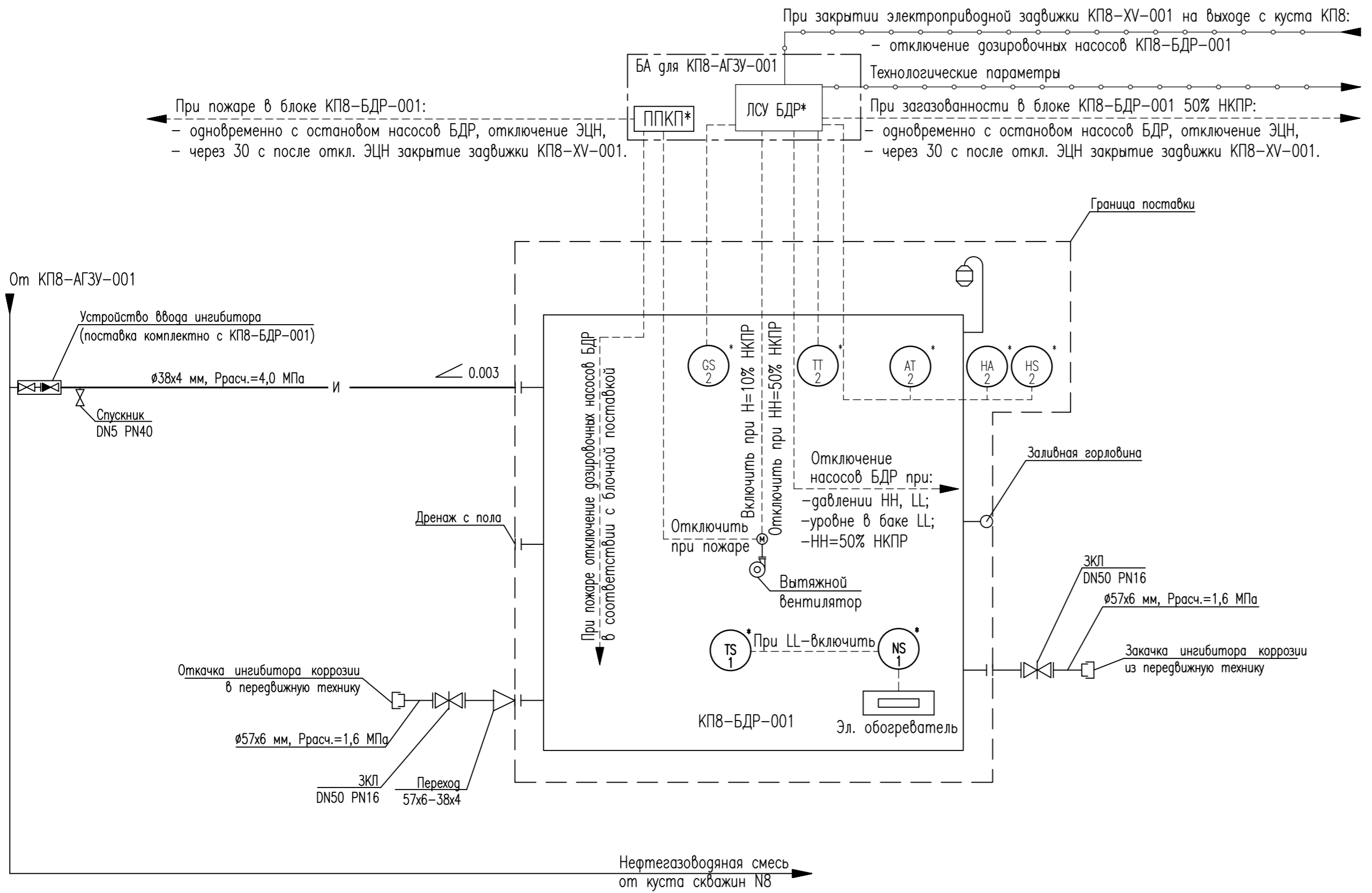
ИГНФ1-КР8-П-ТКР.03.00-ГЧ-004							
Обустройство Изнялинского НКМ. Куст скважин N8И							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Погп.	Дата		
Разраб.	Задохин				22.09.25		
Куст скважин N8И.					Стадия	Лист	Листов
					п		1
Измерительная установка. Схема автоматизации функциональная					ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
Н.контр.	Володина				22.09.25		
ГИП	Володина				22.09.25		

Согласовано
 Согласовано
 Взам. инв. N
 Подп. и дата
 Инв. N подл.

ПОЗ.	ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ.	МАССА ЕД. КГ.	ПРИМЕЧ.
ТТ-2*		Датчик температуры Маркировка по взрывозащите Exd	1		
GS-2*		Датчик несанкционированного доступа Маркировка по взрывозащите Exd	1		
КП8-АТ-002 АТ-2*		Датчик обнаружения углеводородных газов Маркировка по взрывозащите Exd	2		
КП8-НА-002 НА-2*		Оповещатель светозвуковой "Газ" комбинированный. Маркировка по взрывозащите Exd	2		
КП8-НС-002 НС-2*		Кнопочный пост управления Маркировка по взрывозащите Exd	2		
ТС-1*		Термостат	1		

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
КП8-БДР-001	Блок дозирования реагента	1	Объем технолог. емкости 4м ³ Рнагн=4,0 МПа	—

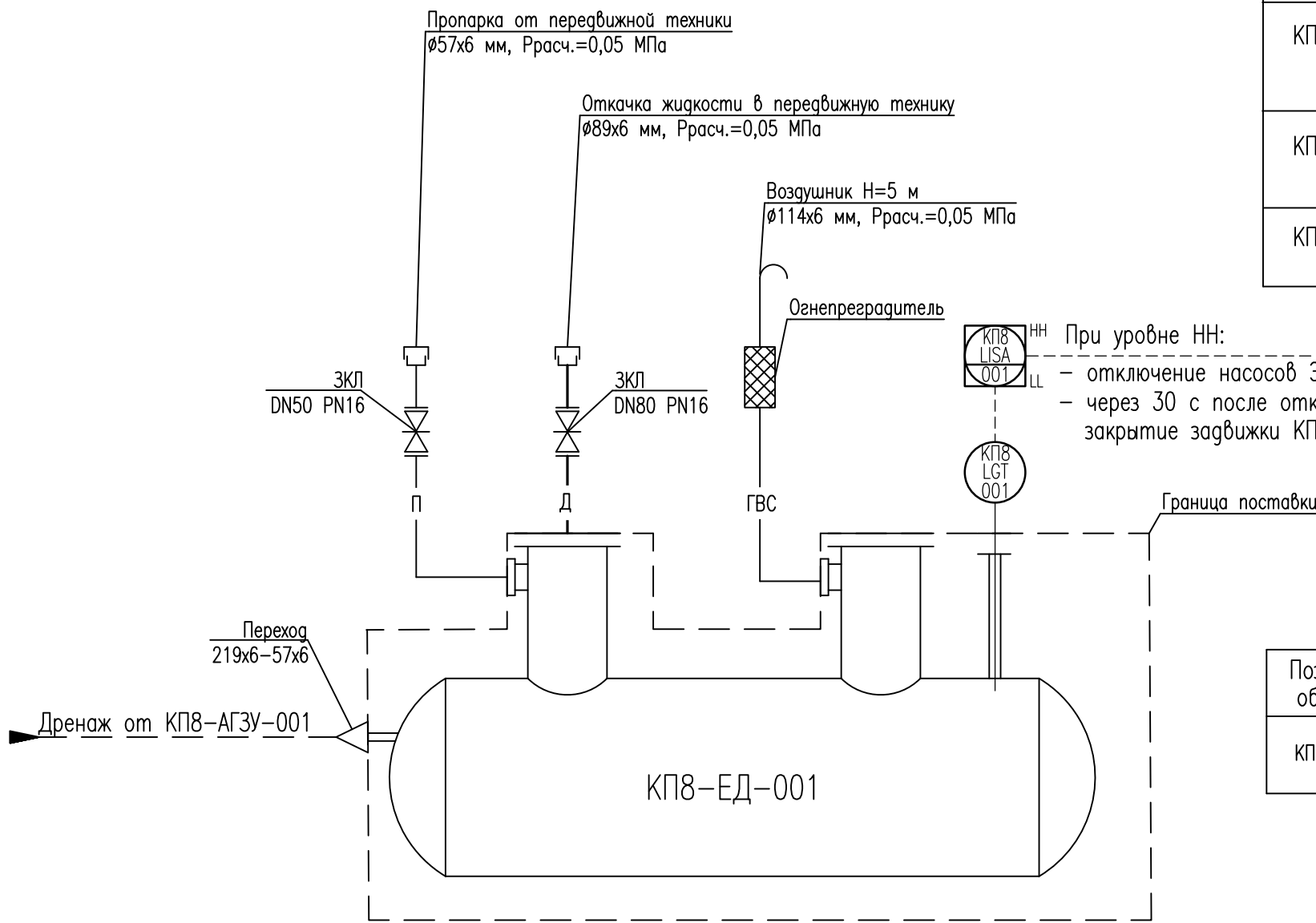


1. * Комплектная поставка.

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-005					
Обустройство Изнялинского НГКМ. Куст скважин N8И					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Погп.	Дата
Разраб.	Задохин				22.09.25
Куст скважин N8И.				Стадия	Лист
				п	1
Блок дозирования реагента. Схема автоматизации функциональная				ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ	
Н.контр.	Володина				22.09.25
ГИП	Володина				22.09.25

Согласовано	
Согласовано	
Взам. инв. N	
Погр. и дата	
Инв. N подл.	

ПОЗ.	ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ.	МАССА ЕД. КГ.	ПРИМЕЧ.
КП8-LGT-001		Датчик уровня Маркировка по взрывозащите Exd	1		В комплекте с термочехлом
КП8-AT-003		Датчик обнаружения углеводородных газов Маркировка по взрывозащите Exd	1		
КП8-НА-003		Оповещатель светозвуковой "Газ" комбинированный. Маркировка по взрывозащите Exd	1		
КП8-HS-003		Кнопочный пост управления Маркировка по взрывозащите Exd	1		

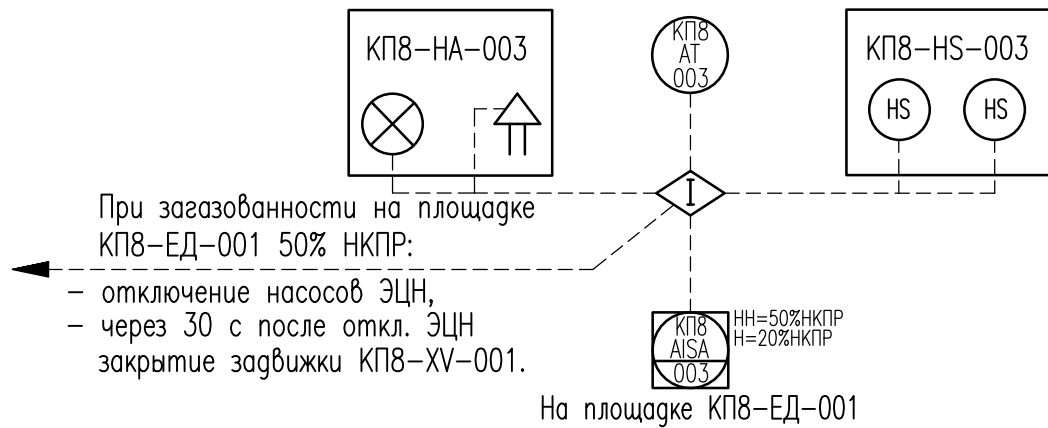


При уровне HH:
 - отключение насосов ЭЦН,
 - через 30 с после откл. ЭЦН
 закрытие задвижки КП8-XV-001.

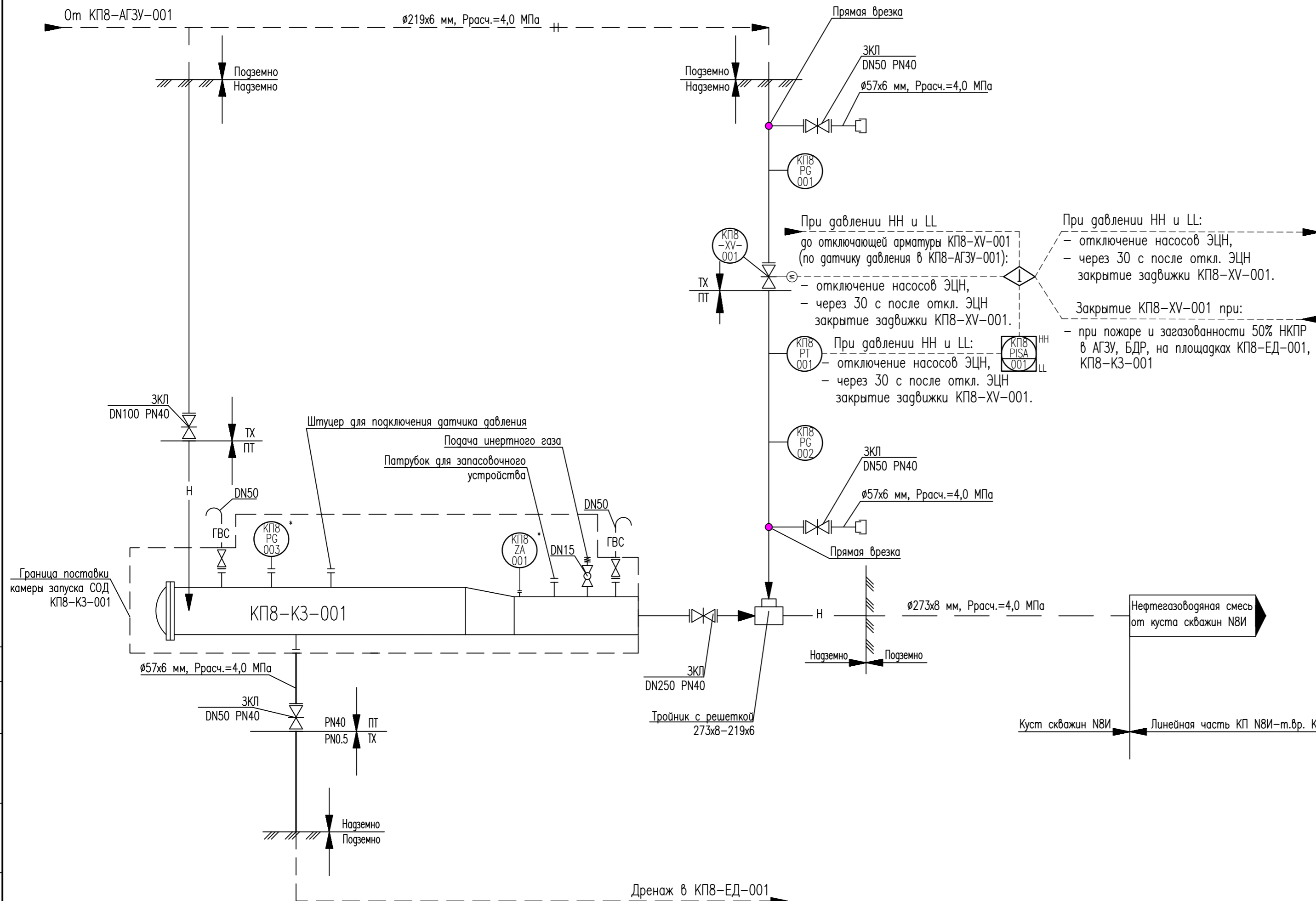
ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
КП8-ЕД-001	Емкость гребная подземная	1	V=8 м ³ ; P расч.=0.05 МПа	—

Согласовано
 Взам. инв. N
 Подп. и дата
 Инв. N подл.



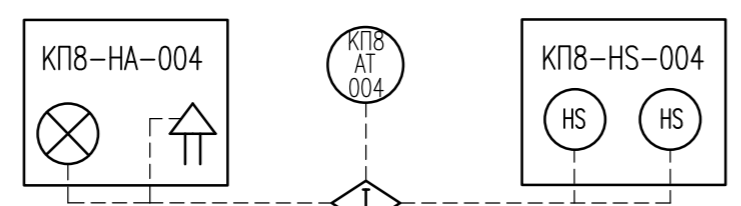
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-006					
Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин N8И					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Погн.	Дата
Разраб.	Загохин				22.09.25
Куст скважин N8И.					Стадия Лист Листов
Куст скважин N8И.					П 1
Емкость гребная. Схема автоматизации функциональная					
Н.контр.	Володина				22.09.25
ГИП	Володина				22.09.25



ПОЗ.	ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ.	МАССА ЕД. КГ.	ПРИМЕЧ.
КП8-РТ-001		Датчик давления Маркировка по взрывозащите Exd	1		В комплекте с термочехлом
КП8-РГ-001 КП8-РГ-002 КП8-РГ-003*		Манометр показывающий	3		
КП8-ЗА-001*		Механический сигнализатор прохождения очистного устройства	1		
КП8-АТ-004		Датчик обнаружения углеводородных газов, маркировка по взрывозащите Exd	1		
КП8-НА-004		Оповещатель светозвуковой "Газ" комбинированный. Маркировка по взрывозащите Exd	1		
КП8-НС-004		Кнопочный пост управления Маркировка по взрывозащите Exd	1		

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
КП8-КЗ-001	Камера запуска СОД	1	DN250 PN40	—



1. * Комплектная поставка.

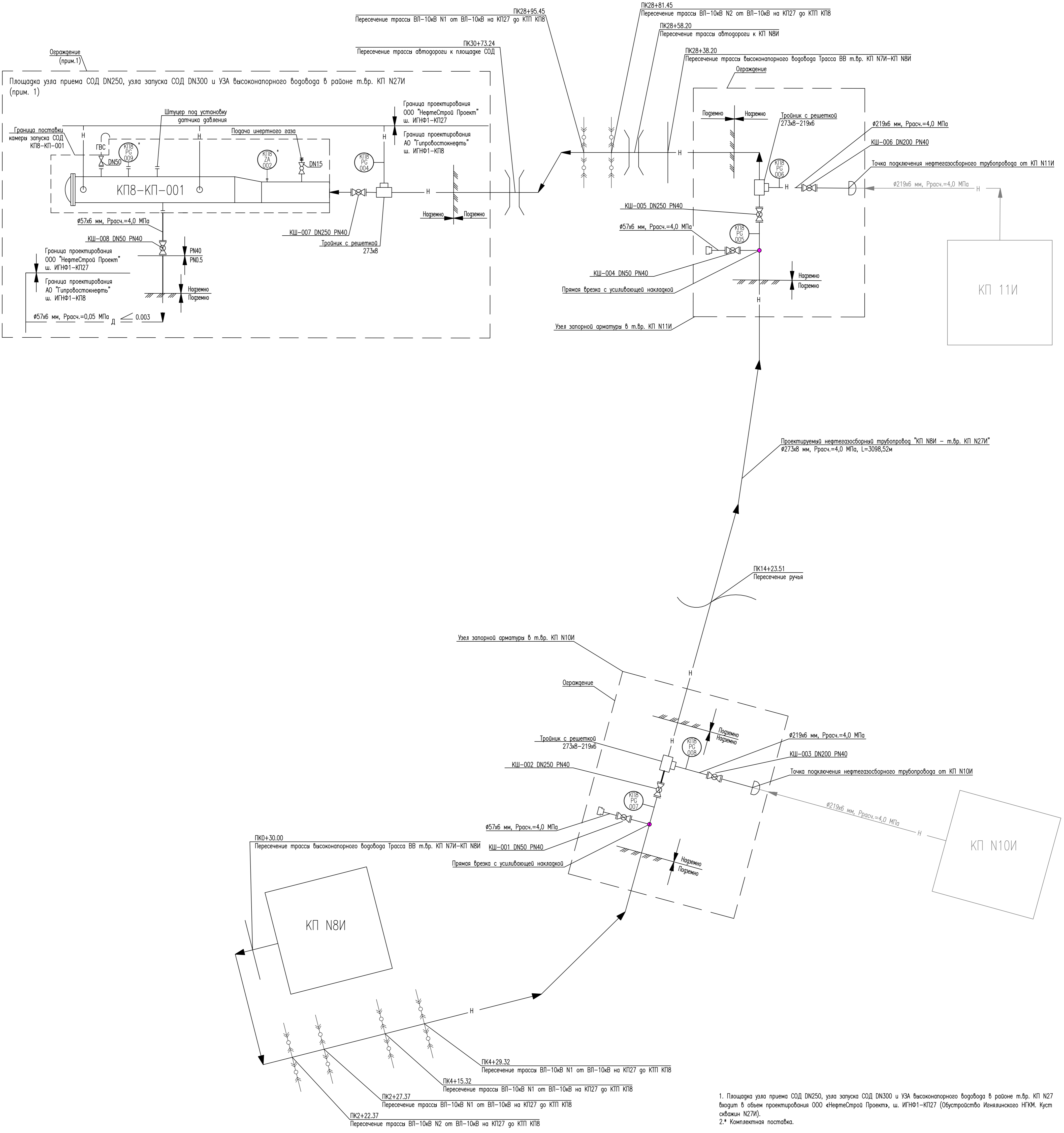
ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-007					
Обустройство Изнялинского НГКМ. Куст скважин N8И					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№докум.	Погр.	Дата
Разраб.	Задохин				22.09.25
Куст скважин N8И.				Стадия	Лист
				п	1
Камера запуска СОД и узел отключающей арматуры. Схема автоматизации функциональная				ГИП	
Н.контр.	Володина				22.09.25
ГИП	Володина				22.09.25

Согласовано	
Согласовано	
Взам. инв. N	
Погр. и дата	
Инв. N подл.	

ПОЗ.	ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ.	МАССА ЕД. КГ.	ПРИМЕЧ.
КП8-РГ-004... КП8-РГ-008 КП8-РГ-009*		Манометр показывающий	5		
КП8-ЗА-002*		Механический сигнализатор прохождения очистного устройства	1		

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

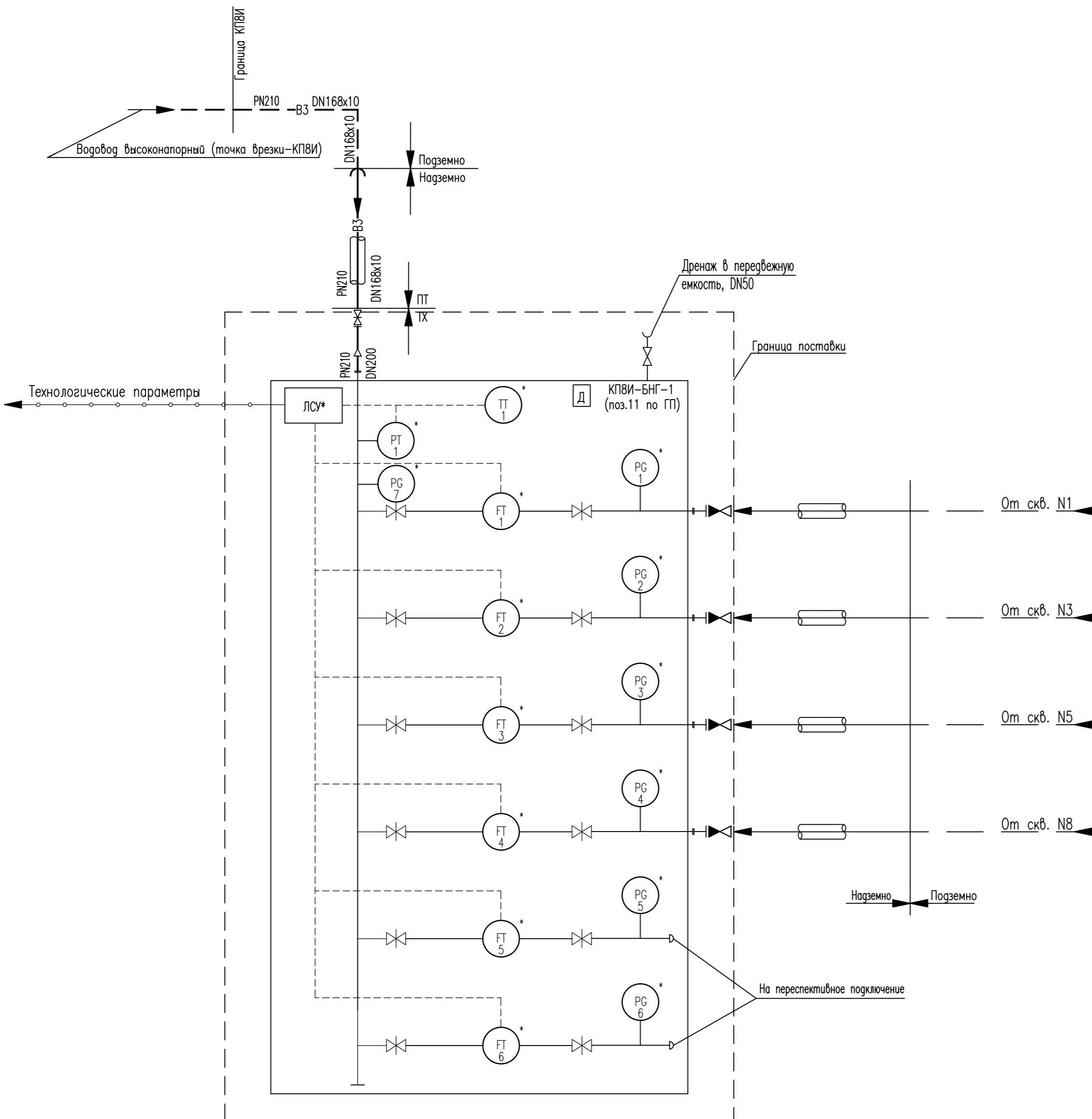
Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Применение
КП8-КП-001	Камера приема СОД	1	DN250 PN40	-



1. Площадка узла приема СОД DN250, узла запуска СОД DN300 и УЗА высоконапорного водовода в районе т.вр. КП N27И входит в объем проектирования ООО «НефтеСтрой Проект», ш. ИГНФ1-КП27 (Обустройство Инялинского НГКМ. Куст скважин N27И).
2.* Комплектная поставка.

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-008					
Обустройство Инялинского НГКМ. Куст скважин N8И					
Изм.	Колуч.	Лист	№рок.	Погр.	Дата
Разработ.		Заказчик			22.09.25
Н.контр.	Володина				22.09.25
ГИП	Володина				22.09.25
					Куст скважин N8И. Площадка узла приема СОД. Трубопровод нефтегазосборный к. 8И - т. в. р. к.27И. Схема автоматизации функциональная
			Статус	Лист	Листов
			П		1

Создано	
Изменено	
Проверено	
Утверждено	
Масштаб	
Дата	
Лист	
Всего листов	



ПОЗ.	ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ.	МАССА ЕД. КГ.	ПРИМЕЧ.
ПТ-1*		Датчик температуры Маркировка по взрывозащите Exd	1		
РТ-1*		Датчик давления Маркировка по взрывозащите Exd	1		
РГ-1* ... РГ-7*		Манометр показывающий	7		
ФТ-1* ... ФТ-6*		Расходомер Маркировка по взрывозащите Exd	6		

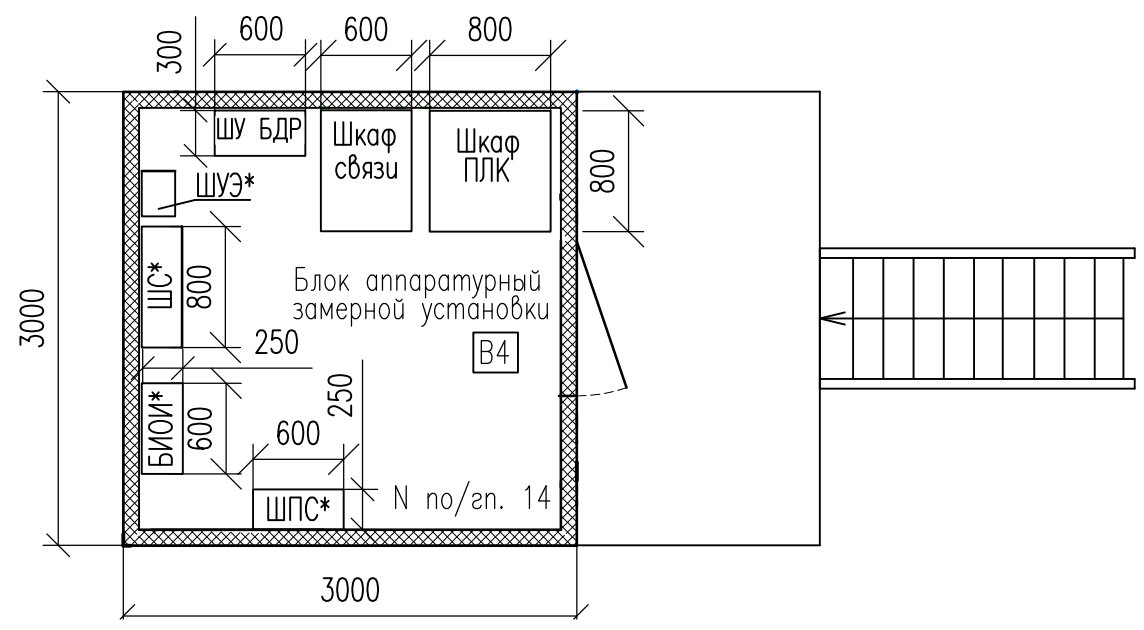
ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
КПВИ-БНГ-1	Блок напорной гребенки	1		

1. * Комплектная поставка.

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-009					
Обустройство Изнялинского НГКМ. Куст скважин N8И					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подп.	Дата
Разраб.	Задохин				22.09.25
Куст скважин N8И.				Стадия	Лист
				п	1
Блок напорной гребенки. Схема автоматизации функциональная					
Н.контр.	Володина				22.09.25
ГИП	Володина				22.09.25

Согласовано	
Согласовано	
Взам. инв. N	
Подп. и дата	
Инв. N подл.	



Согласовано			
Инв. N подл.	Подп. и дата	Взам. инв. N	

1. * Комплектная поставка.

						ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-010			
						Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин N8И			
Изм.	Кол.уч.	Лист	N°док.	Подп.	Дата	Куст скважин N8И.	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Заохин			22.09.25		П		1
Н.контр.		Володина			22.09.25	Блок аппаратный замерной установки. План расположения оборудования			
ГИП		Володина			22.09.25				



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
АО «Гипровостокнефть»

_____ Ф.Н. Тепляков

«__» _____ 2026 г.

**АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ (АСУТП)
ОБЪЕКТА «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И»**

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ на создание АСУТП

Куст скважин №8И

ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ТЗ-001

Действует с _____ 20__ г.

Согласовано:

«__» _____ 20__ г.

«__» _____ 20__ г.

Согласовано			
Согласовано			

Куст скважин №8И. Техническое задание на создание АСУТП

Взам. инв. №

Подпись и дата

Инв. № подл.

						ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ТЗ-001		
						Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Задохин			30.09.25	Куст скважин №8И		
						П	1	68
Н.контр.		Володина			30.09.25	Куст скважин №8И. Техническое задание на создание АСУТП		
ГИП		Володина			30.09.25			

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	5
1.1 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ.....	5
1.2 СООТВЕТСТВИЕ НОРМАТИВНЫМ ДОКУМЕНТАМ И СТАНДАРТАМ	5
1.3 ШИФР ТЕМЫ	5
1.4 ПЛАНОВЫЕ СРОКИ НАЧАЛА И ОКОНЧАНИЯ РАБОТЫ ПО СОЗДАНИЮ СИСТЕМЫ.....	5
1.5 СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ И ПОРЯДКЕ ФИНАНСИРОВАНИЯ РАБОТ	5
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	9
5.1 ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ.....	9
5.2 ПЕРЕЧЕНЬ СИГНАЛОВ ВВОДА-ВЫВОДА	10
5.3 УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ	10
6 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ.....	11
6.1 ТРЕБОВАНИЯ К СТРУКТУРЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ.....	11
6.1.1 <i>Общие требования к структуре системы</i>	11
6.1.2 <i>Требования к подсистемам</i>	19
6.1.2.1 <i>Требования к системе кустовой телемеханики</i>	19
6.1.2.2 <i>Требования к системе противоаварийной защиты, обоснование ее отсутствия</i>	20
6.1.2.3 <i>Требования к интеграции в систему мониторинга и диагностики КИПиА</i>	21
6.1.3 <i>Требования к электроснабжению и электропитанию</i>	22
6.1.3.1 <i>Требования к электроснабжению от ИБП</i>	22
6.1.3.2 <i>Требования к источникам бесперебойного питания</i>	23
6.1.3.3 <i>Требования к блокам питания 220/24В</i>	25
6.1.4 <i>Архитектура системы управления</i>	25
6.1.5 <i>Требования к структуре и функционированию системы</i>	26
6.1.5.1 <i>Требования к способам и средствам связи для информационного обмена между компонентами системы</i>	26
6.1.5.2 <i>Требования к режимам функционирования системы</i>	26
6.1.5.3 <i>Требования к диагностированию системы</i>	26
6.1.5.4 <i>Перспективы развития и модернизации системы</i>	26
6.1.6 <i>Показатели назначения</i>	27
6.1.7 <i>Требования к надежности</i>	27
6.1.7.1 <i>Показатели надежности технических и программных средств</i>	29
6.1.8 <i>Требования к безопасности</i>	30
6.1.9 <i>Требования к эргономике и технической эстетике</i>	30
6.1.10 <i>Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению компонентов системы</i>	31
6.1.10.1 <i>Общие требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению компонентов системы</i>	31
6.1.10.2 <i>Условия и режимы эксплуатации</i>	32
6.1.10.3 <i>Требования к размещению технических средств</i>	34
6.1.10.4 <i>Требования к численности и квалификации персонала</i>	34
6.1.10.5 <i>Требования к запасным изделиям</i>	35
6.1.10.6 <i>Требования к регламенту обслуживания</i>	35
6.1.11 <i>Требования к информационной безопасности АСУТП</i>	36
6.1.12 <i>Требования к защите информации от несанкционированного доступа</i>	36
6.1.13 <i>Требования по сохранности информации</i>	37
6.1.14 <i>Требования к средствам защиты от внешних воздействий</i>	37
6.1.15 <i>Требования к радиоэлектронной защите средств АС</i>	37
6.1.16 <i>Требования к стандартизации и унификации</i>	38
6.1.17 <i>Требования к патентной чистоте</i>	38

6.2 ТРЕБОВАНИЯ К ФУНКЦИЯМ СИСТЕМЫ.....	38
6.2.1 Общие требования к функциям системы.....	38
6.2.2 Требования к информационным функциям.....	38
6.2.3 Требования к управляющим функциям.....	39
6.2.4 Требования к функциям защиты и блокировок.....	39
6.2.5 Временной регламент реализации функций.....	39
6.2.6 Требования к качеству реализации функций.....	40
6.2.7 Перечень критериев отказов для функций.....	40
6.3 ТРЕБОВАНИЯ К ВИДАМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ.....	41
6.3.1 Требования к эргономическому обеспечению.....	41
6.3.2 Требования к методическому обеспечению.....	41
6.3.3 Требования к лингвистическому обеспечению.....	41
6.3.4 Требования к математическому обеспечению.....	42
6.3.5 Требования к информационному обеспечению.....	43
6.3.5.1 Состав, структура и способы организации данных в системе.....	43
6.3.5.2 Требования к информационному обмену между компонентами системы.....	44
6.3.5.3 Требования к информационной совместимости со смежными системами.....	44
6.3.5.4 Требования по использованию классификаторов.....	44
6.3.5.5 Требования к структуре процесса сбора, обработки, передачи данных в системе и представлению данных.....	46
6.3.5.6 Требования к защите данных от разрушений в аварийных ситуациях.....	46
6.3.5.7 Требования к контролю, хранению, обновлению и восстановлению данных.....	46
6.3.5.8 Требования к процедуре придания юридической силы документам, продуцируемым техническими средствами АС.....	47
6.3.6 Требования к программному обеспечению.....	47
6.3.7 Требования к техническому обеспечению.....	48
6.3.7.1 Требования к видам технических средств.....	48
6.3.7.2 Требования к функциональным, конструктивным и эксплуатационным характеристикам технических средств системы.....	50
6.3.8 Требования к метрологическому обеспечению.....	50
6.3.9 Требования к ПЛК.....	57
6.3.10 Требования к организационному обеспечению.....	57
7 ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ И ПРИЕМКИ СИСТЕМЫ.....	58
7.1 Виды испытаний.....	58
7.2 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРИЕМКЕ РАБОТ ПО СТАДИЯМ.....	58
7.3 ПРЕДВАРИТЕЛЬНАЯ ПОДГОТОВКА НА ОБЪЕКТЕ.....	59
7.4 ПРИЕМОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ.....	60
7.5 СТАТУС ПРИЕМОЧНОЙ КОМИССИИ.....	60
7.6 ОБУЧЕНИЕ.....	61
7.6.1 Основные принципы обучения.....	61
7.6.2 Учебная документация.....	61
7.6.3 Курс обучения в области эксплуатации и технического обслуживания.....	61
7.6.4 Курс по конфигурированию системы.....	61
7.6.5 Учебные пособия.....	61
8 ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ.....	62
8.1 ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ.....	62
8.2 ТРЕБОВАНИЯ ПО ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ КОМПЛЕКТУЮЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ.....	66
8.3 ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ.....	66
9 ИСТОЧНИКИ РАЗРАБОТКИ.....	67

1 Общие сведения

Наименование: «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И». 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 и атомному 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 «ГПН-Развитие».

1.1 Основание для создания системы

Основанием для разработки АСУТП является Задание на проектирование объектов обустройства кустовых площадок со всей сопутствующей инфраструктурой «Обустройство Игнялинского НГКМ. Куст скважин №8И».

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, пусконаладку 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

Куст скважин №8И находится в континентальной Восточносибирской области умеренного климатического пояса. Формирование климата происходит под влиянием Азиатского максимума в холодное время года и Азиатской депрессии – в теплое.

Согласно физико-географическому районированию объект строительства расположен в таёжной области Средней Сибири.

Ближайшие населенные пункты:

- д. Верхне-Калинина, расположенная в 73 км к северо-западу от участка изысканий;
- с. Преображенка, расположенное в 78 км к северо-западу от участка изысканий.

Транспортная инфраструктура района изысканий не развита: постоянная связь с областным центром обеспечивается только авиацией. Автотранспортное сообщение возможно только в зимний период, по автозимникам. В бесснежный период года транспортное сообщение может осуществляться по рекам на маломоторной технике.

Ближайшая железнодорожная станция – Ангаракан.

Ближайший речной порт – Киренский.

Ближайший аэропорт – Талакан.

Объект строительства находится в зоне резко континентального климата с умеренно теплым летом и суровой, относительно малоснежной зимой. Лето короткое, но относительно теплое за счет повышенной продолжительности светового дня.

Согласно схематической карте климатического районирования для строительства (СП 131.13330.2025, приложение А, рисунок А.1), объект строительства расположен в климатическом подрайоне 1Д.

Согласно схематической карте районирования северной строительно-климатической зоны (СП 131.13330.2020, приложение А, рисунок А.1), объект строительства расположен в 3-ей зоне, с наиболее суровыми условиями.

Максимальная интенсивность снегонакопления отмечается во второй половине зимы.

Средний многолетний суммарный объем снегопереноса, рассчитанный за период 1997-2022 гг., составляет 11,9 м³/м.

Плотность снежного покрова при наибольшей высоте по данным снегосъёмки (лес), полученной в инженерных изысканиях, составляет 0,18 г/см³.

Наибольшая высота снежного покрова, выбранная из наибольших декадных высот, по постоянной рейке за весь период наблюдений составила 78 см.

Наименьшая высота снежного покрова, выбранная из наибольших декадных высот, по постоянной рейке за весь период наблюдений составила 36 см.

Продолжительность тёплого периода составляет 168 дней.

Продолжительность холодного периода составляет 197 дней.

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;
БДР	блок дозирования реагента
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;
СТМ	система телемеханики;
СА	система автоматизации;
СМД	система мониторинга и диагностики КИПиА;
СУДР	скважинная установка дозирования реагента;
СОД	средства очистки 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 проектируемых кустов нефтяных и газовых скважин.

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 аварийным и 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 сервера ввода/вывода и 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.

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.

5 Характеристика объекта автоматизации

5.1 Объекты автоматизации

Объектами автоматизации являются объекты Игнялинского нефтегазоконденсатного месторождения. Ниже приведен перечень технологического оборудования и установок, подлежащих автоматизации в рамках данного проекта, либо автоматизированных заводом-изготовителем блочных изделий и включенных в СТМ объекта посредством передачи интерфейсного сигнала в проектируемые контроллеры Системы.

В состав площадок куста скважин №8И (9 скв.), входят следующие сооружения:

- устья добывающих скважин;
- станции управления электроцентробежными насосами;
- измерительная установка;
- блок дозирования реагента;
- камера запуска СОД и узел отключающей арматуры;
- дренажная емкость;
- блок напорной гребенки;
- СУДР;
- система электрообогрева.

БДР, ИУ, и блок напорной гребенки представляют собой изделия полной заводской готовности – блочно-модульные здания с технологическими и инженерными системами.

5.2 Перечень сигналов ввода-вывода

Таблица 1 – Количество, типы и параметры сигналов СТМ куста скважин №8И

Шкаф	Объект	AI	DI	AO	DO	RS	Ethernet	
						кол-во шлейфов		
ПЛК СТМ куст скважин №8И	Куст скважин №8И (9 скв.) Загазованность	54 9	9		18			
	СУДР (9 скв.) с ЛСУ					9		
	Блок ИУ (ЛСУ) Загазованность	2	1		2	1		
	БДР (ЛСУ) Загазованность	2	1		2	1		
	Емкость дренажная Загазованность	2 1	1		2			
	Камера запуска СОД Арматура с электроприводом КП8-ХV-001 Загазованность	3 2 1	1 1		1 2	1		
	Блок напорной гребенки (ЛСУ)					1		
	Система электрообогрева трубопровода		2		2			
	Пожар		2					
	ИТОГО:		76	19		29	13	

В приведённых перечнях входных/выходных сигналов использованы следующие условные обозначения:

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

При расчёте количества оборудования следует учесть 20 % запаса оборудования по каждому типу каналов ввода-вывода и не менее n+1 для интерфейсных шлейфов по каждому ПЛК.

5.3 Условия эксплуатации оборудования

Средства АСУТП (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 220В (±22В) и частотой 50 (±5Гц).

АРМы и сервера 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 220В (±22В) и частотой 50 (±5Гц).

6 Требования к системе

6.1 Требования к структуре системы управления

6.1.1 Общие требования к структуре системы

АСУТП должна предусматривать следующие функционально разделенные системы:

– СТМ (система телемеханики) – для автоматизированного управления объектами кустовой площадки;

– автоматизированная система пожарной сигнализации (АСПС) – для контроля пожарной обстановки и передачи сигнала «Пожар» в смежные функциональные системы для автоматического отключения основного технологического и вспомогательного оборудования при возникновении пожара.

В объеме настоящего Технического задания необходимо обеспечить (выполнить) передачу данных и формирование управляющих воздействий на объекты проектирования с использованием программно-аппаратных средств, предусмотренных в составе СТМ кустовых площадок, с отображением данных на АРМах и серверах площадки УПН «Чона нефть».

В состав АСУТП не входит, но является граничной и вспомогательной автоматизированная система управления электроснабжением (АСУЭ) – система, предназначенная для оперативно - диспетчерского управления оборудованием объектов электроснабжения, автоматизации коммерческого и технического учета производства, распределения и потребления электрической энергии и мощности;

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

- Нижний (полевой) уровень.
- Средний (контроллерный) уровень.
- Верхний (системный) уровень.
- MES (диспетчерский) уровень (не входит в состав АСУТП).

Задачи, характеристики и функции уровней АСУТП должны соответствовать требованиям Раздела 4 М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД»;

Распределённая система управления должна реализовываться с учетом следующих характеристик:

– много узловая система с распределённой поддержкой разработки и исполнения программного обеспечения.

- унифицированная система шаблонов и объектов.
- возможность сводного анализа и загрузки обновлений.
- возможность модульной разработки и каскадной загрузки во все узлы.
- единый интерфейс визуализации технологической информации.

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

- контроллерное оборудование;
- панели оператора;
- модули ввода/вывода;
- блоки питания;
- ИБП.

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.

Полевой уровень в архитектуре АСУТП реализует функции получения и первичного

преобразования информации о протекании технологических процессов и об оперативном состоянии оборудования.

Основные функции нижнего 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» должен соответствовать требованиям Раздела 4.3 М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД»; «Средний уровень» проектируемой АСУТП должен быть реализован с установкой шкафов ПЛК СТМ.

Шкаф ПЛК СТМ предусматривается к размещению на кусте нефтяных скважин №8И, в проектируемом блоке контроля и управления ИЗУ.

В составе программно-технического комплекса для объектов ИЗУ, БДР и БНГ должно быть предусмотрено использование локальных систем управления (ЛСУ) блочно-комплектного оборудования полной заводской готовности. ЛСУ не входят в зону ответственности системного интегратора и поставляются комплектно с установками.

Интеграция ЛСУ в АСУТП входит в зону ответственности системного интегратора.

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, ГОСТ Р 51840-2001, ГОСТ Р 51841-2001 или аналогам IEC-61131-1, IEC-61131-2;
- контроллер должен быть основан на многозадачной операционной системе реального времени;
- поддержку языков программирования логических контроллеров стандарта МЭК 61131-3;
- 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 согласно ГОСТ Р 27.102-2021 должна составлять не менее 40 000 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 300мс, для систем контроля энергооборудования требуется применять платы ввода/вывода со скоростью опроса до 30мс;
- 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 0 до 40°C;

- относительная влажность окружающего воздуха – 5-95%;

- степень защиты – не ниже IP 20.

Электропитание:

- внешнее питание – как 220В переменного тока, так и 24В постоянного тока;

- устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю – 10В/м;

- напряжение питания входных/выходных сигналов – 24В, 220В;

- 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.

Рекомендуется использовать вариант с единой средой разработки ПО для контроллерного, серверного оборудования и АРМ оператора.

Все программные средства АСУТП 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, программы, применяемые для реализации функций безопасности должны быть проверены на соответствие требованиям ГОСТ ИЕС 61508-3-2018.

Рекомендуется производить разработку программного обеспечения согласно стандарта ИЕС 61499 и придерживаться 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 документе: 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:
 - а) журнал (архив) аварийных сообщений «Нормативно-технологических параметров работы»;
 - б) журнал технологических событий и аварий;
 - в) 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-вывода 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.

Унифицированные аналоговые входные сигналы 4-20 мА с HART от датчиков, находящихся во взрывоопасной зоне должны подключаться к каналам модулей аналогового ввода без использования барьеров искрозащиты, в связи с применением в проекте приборов с защитой типа взрывонепроницаемая оболочка (Exd) и должны подключаться к каналам модулей аналогового ввода через клеммы с предохранителем. Для модулей и сигналов от оборудования, установленного во взрывоопасной зоне активные барьеры искрозащиты применять не требуется, 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.

Все применяемые в АСУТП модули аналогового ввода-вывода должны поддерживать HART-протокол.

Модули ввода-вывода применить с диагностикой измерительного канала (достоверность сигнала, короткое замыкание, обрыв цепи, неисправность АЦП или ЦАП и т.п.).

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).

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 24В постоянного тока типа «сухой контакт» и потенциальные необходимо подключать к модулям дискретного ввода через клеммники с предохранителем или через промежуточные реле.

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

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.

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.

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%.

Технические средства контроллерного уровня разместить в шкафах ПЛК СТМ. Средства контроллерного оборудования разместить совместно с элементами автоматики и электропитания, реализующими их функции. Шкафы должны представлять собой законченные изделия с полностью выполненным внутренним монтажом, готовыми для подключения внешних кабелей.

Шкафы ПЛК СТМ должны удовлетворять следующим требованиям:

- Конструкция проектируемых шкафов должна предусматривать ограничение доступа к оборудованию посторонних лиц. Компоновка оборудования должна обеспечивать односторонний свободный доступ к разъемам и обзор индикации. Предусмотреть обязательное наличие в шкафах розеток 220В собственных нужд для обслуживания приборов КИП. Электропитание данных розеток должно быть выполнено отдельно от ввода, питающего ИБП АСУТП, либо в обход ИБП.

- 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 высокой температуры также должны быть подключены к Системе. Для выполнения работ по техническому обслуживанию в каждом шкафу предусмотреть внутреннюю подсветку.

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

- Проектируемые кабельные каналы выходных сигналов, включая предохранительные клапаны, должны иметь по одному плавкому предохранителю с индикатором перегорания предохранителя. Все клеммы постоянного тока напряжением более 24В 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 $0,75\text{мм}^2$ для кабелей сигнализации и $2,5\text{мм}^2$ для более высоких уровней напряжения. Для кабелей электропитания изоляция должна быть 600/1000В класса, и 250/400В 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 и КИП в составе шкафов АСУТП должны быть промаркированы металлическими бирками и учтены в соответствующих спецификациях.

Технические характеристики шкафов АСУТП приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические характеристики шкафа управления

Наименование параметра	Значение
Габаритные размеры шкафа* (ВхШхГ), мм	2000x800x600
Напряжение электропитания	однофазное, ~220 В, 50 Гц
Исполнение	Одностороннее, одностворчатая дверь 800мм
Наличие панели оператора	Да, на лицевой дверце шкафа
Подвод кабелей	Снизу шкафа
Напряжение электропитания	однофазное, ~220 В, 50 Гц
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	IP21
Антивандальное исполнение	Нет

Наименование параметра	Значение
* Габаритные размеры уточняются поставщиком системы, но должны быть не более указанных. ** В соответствии с Разделом 6.4 М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД».	

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

В составе проработки среднего уровня системному интегратору необходимо в обязательном порядке предусмотреть установку в проектируемых шкафах управления ТМ оборудования межсетевого экранирования. Подключение к сети передачи данных Заказчика должно быть выполнено только через данные устройства.

«Верхний (системный) уровень» - 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) (см. Том 4.5.6 «Сети связи»). 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 АБК с операторной на площадке УПН «Чона нефть».

В шкафу СТМ устанавливаются резервированный сервер СТМ.

В помещении операторной АБК устанавливаются:

- АРМ оператора СТМ (основной и резервный);
- Принтер СТМ;
- АРМ системного инженера.

Перечисленное выше оборудование верхнего уровня учитывается в рамках проекта ИГНФ1-ГПНА.ТРП-КП2-000-АСУТП «Создание и внедрение автоматизированной системы управления технологическими процессами кустовой площадки 2И Игнялинского нефтегазоконденсатного месторождения» ООО «Газпромнефть-Автоматизация».

Данным проектом предусматривается модернизация ПО верхнего уровня и расширение ресурсов подключения.

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

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.

Проектом предусматривается необходимое число лицензий базового программного обеспечения для проектного числа тэгов объектов автоматизации.

6.1.2 Требования к подсистемам

6.1.2.1 Требования к системе кустовой телемеханики

СТМ кустовой площадки должна соответствовать требованиям Раздела 4.3.5 М-15.05.01.01.01-01 «Архитектура систем промышленной автоматизации в части АСУ ТП БРД»;

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

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

СТМ кустовой площадки 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 кустовой телемеханики 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 системы ТМ должен предусматривать:

- инженерную панель оператора (для каждого шкафа управления с контроллерным оборудованием);
- устройства сбора данных и формирования управляющих воздействий (ПЛК с модулями ввода/вывода), расположенные в системных шкафах (шкафы ПЛК СТМ);

- распределительные шкафы. Шкафы промышленного исполнения стандартного размера для размещения контроллерного оборудования);
- источники питания для оборудования АСУ и полевых приборов.

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

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 системе противоаварийной защиты, обоснование ее отсутствия

При разработке системы АСУТП необходимо руководствоваться требованиями раздела 4.3.2 и раздела 4.5 М-15.05.01.01.01-01 «Архитектура систем промышленной автоматизации в части АСУ ТП БРД»;

Система противоаварийной защиты (ПАЗ) предназначена для предотвращения аварийных ситуаций. Система ПАЗ обеспечивает приоритетное управление технологическим оборудованием для перевода процесса в безопасное состояние.

Проектируемые технологические объекты, согласно ФЗ №116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 30 июля 1997 г., а также в соответствии с приказом от 15 декабря 2020г. №533 «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», технологическим разделом проекта для технологических сооружений определено отсутствие на проектируемых объектах каких-либо технологических блоков, которые возможно отнести к категоризованным по взрывоопасности.

Проектирование кустов скважин выполняется с учетом требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (утв. Приказом №534 от 15 декабря 2020 г.), согласно которых предусматривается:

- автоматизация, исключая необходимость постоянного пребывания персонала на объекте и обеспечивающая полноту сбора информации о его работе в пунктах управления технологическим процессом;
- система неразрушающего контроля несущих конструкций и антикоррозионной защиты оборудования, трубопроводов, несущих конструкций;
- многоуровневую систему блокировок и предохранительных устройств, срабатывающих при возникновении аварийных ситуаций;
- выполнение расчетов уровней возможных чрезвычайных ситуаций, включая показатели взрывопожароопасности и токсичности объекта;
- герметизированную систему сбора и транспортирования продукта с полным использованием нефти, газа и сопутствующих компонентов, их утилизацию из мест аварийных утечек;
- расположение объектов обустройства нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с учетом требований, содержащихся в приложениях № 5 и 6 к настоящим Правилам;
- порядок рекультивации нарушенных и загрязненных земель;

- создание и обеспечение необходимыми техническими средствами, автономной системой аварийной связи и оповещения, обеспечивающей оперативное информирование работающих и населения о возможной опасности;
- создание и обеспечение необходимыми техническими средствами автоматизированной системы контроля воздушной среды в целях обеспечения безопасных условий труда и раннего обнаружения возможных аварийных выбросов;
- обеспечение рабочих в опасных зонах индивидуальными газоанализаторами (газосигнализаторами, дозаторами) для контроля воздушной среды рабочей зоны, индивидуальными и коллективными средствами защиты от вредных веществ.

С учетом отсутствия категорий технологических блоков по взрывоопасности и требований нормативной документации, построение отдельной (выделенной) ПАЗ не требуется. Функции защиты технологического процесса должны быть реализованы на контроллерах СТМ.

6.1.2.3 Требования к интеграции в систему мониторинга и диагностики КИПиА

Система мониторинга и диагностики (СМД) предназначена для оперативного представления информации о статусе устройств, предотвращения возможных аварийных ситуаций.

СМД должна соответствовать требованиям Раздела 4.3.6 М-15.05.01.01.01-01 «Архитектура систем промышленной автоматизации в части АСУ ТП БРД»;

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

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

СМД 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 сервера должна осуществляться непосредственно с коммуникационных модулей ввода/вывода контроллеров поддерживающих Modbus RTU и/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

Электропитание технических средств АСУТП должно соответствовать требованиям раздела 6.4 М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД»;

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, в том числе полевого оборудования, 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.

В шкафах АСУТП необходимо предусмотреть 3 ввода – основной, резервный и технический.

В составе шкафа управления должна быть предусмотрена сервисная розетка. Электропитание сервисной розетки выполнить в обход ИБП АСУТП для возможности использования данной розетки при выводе ИБП из работы (периодического технического обслуживания и при ремонтных работах). В шкафах АСУТП для данной розетки предусмотреть отдельный независимый ввод электропитания.

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.

При организации бесперебойного электропитания для повышения его надежности следует применять схемы резервирования ИБП, согласно требованиям раздела 6.4 М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД».

Схема резервирования ИБП уточняется на этапе проектирования системы электропитания системным интегратором и согласовывается с АО «Гипровостокнефть» и Заказчиком.

Для организации диагностики, 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.

В электрических цепях систем измерения, регулирования, сигнализации, технологических защит и управления, в местах, где могут образовываться взрывоопасные смеси газов, нефтепродуктов или иных веществ, должны применяться модули искрозащиты.

6.1.3.2 Требования к источникам бесперебойного питания

ИБП должен быть с двойным преобразованием энергии (тип – on-line) в соответствии с требованиями ГОСТ ИЕС 62040-3-2024.

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 +/- 15% при 100% номинальной мощности ИБП;
- время восстановления переходного напряжения – в пределах 2% от выходного напряжения в установившемся режиме в течение 100мс;
- низкочастотный шум на расстоянии 1 метра – менее 52dBA;
- 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 0 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...25Гц;
- 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 – 10000ч.;
- 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;

- обеспечить автоматическое отображение тревожных сообщений о возникающих неисправностях в электрической сети (об исчезновении электропитания, о предстоящем закрытии серверов, 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.

6.1.3.3 Требования к блокам питания 220/24В

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

Блоки питания 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 24В 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 - 220В переменного тока, с диапазоном 150...260В;
- частота переменного тока – 50Гц;
- КПД при максимальной нагрузке – 85%;
- максимальное значение пускового тока – 60А.

Выходные характеристики:

- номинальное выходное напряжение при максимальной нагрузке – 24В постоянного тока;
- отклонение выходного напряжения от номинального при работе без нагрузки - $\pm 5\text{В}$;
- диапазон регулировки выходного напряжения – 22...28В;
- нестабильность выходного напряжения при изменении входного напряжения от 150 до 260В 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...33В.

6.1.4 Архитектура системы управления

Структурная схема системы управления представлена на чертеже ИГНФ1-КП8-П-ТКР.03.00-ГЧ-001.

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

Технические требования к составляющим АСУТП системам приведены в разделах 6.1.2-6.1.3.

6.1.5 Требования к структуре и функционированию системы

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

Технические устройства АСУТП 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.

6.1.5.2 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.

6.1.5.3 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.).

6.1.5.4 Перспективы развития и модернизации системы

В рамках перспективного развития и модернизации системы, проектируемая АСУТП должна соответствовать требованиям пункта 4.3.1.9 М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД».

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.

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 системный интегратор 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 нижнего (полевого) уровня АСУТП путем подключения к резервным модулям ввода-вывода, нормирующим преобразователям, барьерам искрозащиты и других аппаратных компонентов в объеме не менее 20% по всем видам сигналов. 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.

6.1.6 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.

6.1.7 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.

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

Источники питания должны быть резервируемыми.

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;
- определение режимов и параметров технической эксплуатации АСУТП.

Надежность системы технологических защит должна обеспечиваться:

- аппаратным резервированием:
- модулей центрального процессора;
- промышленных сетей;
- 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 от двух независимых вводов через один 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).

6.1.7.1 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».

Обязательным условием внедрения АСУТП является прохождение всех необходимых этапов проектирования, в том числе проведения анализов промышленной безопасности и расчета надежности контуров ПАЗ на основании «Методических основ по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах» (утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 3 ноября 2022 года №387) с применением ГОСТ Р 51901.1-2002, ГОСТ Р МЭК 61508-2012, ГОСТ Р МЭК 61511-3-2018, основными являются расчет «анализа слоев защиты» (LORA), метод «анализ дерева отказов» (FTA), «анализ видов и последствий отказов» (FMEA).

Предельные значения безотказности технических средств АСУТП должны соответствовать требованиям раздела 4.1.13 М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД».

6.1.8 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.

6.1.9 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 п.8 требований М-15.05.02.01.01-02 «Требования к человеко-машинному интерфейсу на базе ситуационного информирования».

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

6.1.10.1 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.

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 аппаратных блоках объектов добычи нефти.

В закрытых отапливаемых помещениях, используемых для размещения большинства устройств автоматики (блочные устройства, вторичные приборы, индикаторы, пульта 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, установленных международным стандартом по ГОСТ Р 71784-2024 для группы 3, 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 ИЕС 61000-4-6-2022 «Электромагнитная совместимость. Часть 4-6. Методы испытаний и измерений. Устойчивость к кондуктивным помехам, наведенным радиочастотными полями».

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 с соблюдением требований М-15.05.02.01.01-02 «Требования к

человеко-машинному интерфейсу на базе ситуационного информирования».

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

6.1.10.2 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.

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 3, 4 приведены предельные климатические условия работы оборудования в помещениях с установленными шкафами автоматики.

Таблица 3 – Предельные климатические условия работы оборудования в помещениях с установленными шкафами автоматики

Группа	$T_{min},$ °С	$T_{max},$ °С	Относительная влажность, %	Скорость нарастания температуры, °С/ч	Категория помещения по ГОСТ 26.205-88 (группа)
В4	5	85	без конденсации влаги	20	Обогреваемые или охлаждаемые помещения

Таблица 4 – Предельные условия работы электронно–вычислительного оборудования в помещениях

Характеристика	Пределы рабочих значений	Пределы значений при хранении
Температура, °С	от 20 °С до 25 °С	не менее 6 °С
Градиент температуры, °С/ч	от 10 °С до 35 °С	до 15 °С/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 В3.

6.1.10.3 Требования к размещению технических средств

Размещение технических средств АСУТП должно соответствовать требованиям раздела 6.1 М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД».

Способ размещения оборудования внутри помещений должен обеспечивать достаточно свободного места, свободный проход и доступ к столам, шкафам и аппаратным стойкам. Размещение оборудования должно соответствовать Разделу 5 Правил устройства электроустановок (ПУЭ) (п.п.5.1.14).

Шкаф СТМ должен размещаться с учетом требований типовых проектных решений ТПР-15.05.02.01-02 версия 1 «Автоматизация объектов нефтедобычи. Пункт контроля и управления (блок местной автоматики)».

Общее расположение шкафов должно быть передано на рассмотрение и утверждение Заказчика на этапе проектирования.

6.1.10.4 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.

6.1.10.5 Требования к запасным изделиям

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

- дистрибутив и образы программного обеспечения (АРМ, сервера, контроллеров и т.д.) 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 20% (но не менее одной штуки) всех компонентов системы. Предварительный перечень ЗИП должен быть согласован с Заказчиком на стадии предоставления технических предложений. На стадии разработки конструкторской документации перечень ЗИП необходимо скорректировать с учетом принятых технических решений.

6.1.10.6 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.

6.1.11 Требования к информационной безопасности АСУТП

Оборудование и программное обеспечение АСУТП должны соответствовать требованиям раздела 7 М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД».

Проектируемый «Средний уровень» АСУТП должен быть выделен в отдельный сегмент связи, для чего проектом предусматривается выделение на уровне сетей связи отдельных V-LAN для АСУТП. Так же все компоненты АСУТП, имеющие точки сопряжения с сетями связи не должны подключаться напрямую и должны быть подключены к данным сетям только через средства межсетевого экранирования.

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).

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 и серверах, 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 последующей передачей их серверу ввода/вывода при восстановлении 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°С.

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 несгораемых 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 61000-4-9-2022, 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 защит и блокировок должна выполняться с помощью функций технологических защит в составе системы КТМ и заключать 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, 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) системы должен соответствовать требованиям раздела 5.6 М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД».

Эргономика рабочего места должна соответствовать М-15.05.02.01.01-02.

6.3.2 Требования к методическому обеспечению

Виды и комплектность документов регламентированы ГОСТ 34.201-2020 «Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем».

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 61131-3:2013 / 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 АСУТП должно соответствовать требованиям раздела 5.2 М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД».

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;
- видеокдры.

Структура и способы организации данных должны удовлетворять международному стандарту ГОСТ Р МЭК 61131-3-2016.

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 кучи 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

Информационный обмен между компонентами АСУТП должен соответствовать требованиям раздела 7.4 М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД».

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 АСУТП должно соответствовать требованиям раздела 5 М-15.05.02.01.01-01 «Общие типовые технические требования на объект автоматизации БРД».

Программное обеспечение (ПО) ИСУ должно состоять из следующих видов:

- общее программное обеспечение;
- специальное программное обеспечение;
- антивирусное.

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.

В составе программного обеспечения должны быть предусмотрены все лицензии (с учетом резерва 20%) на поставляемое программное обеспечение систем ТМ и 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.

В рамках разработки программного обеспечения должна быть разработана методика проверки систем загазованности и технологических защит оборудования без его остановки.

Предусматриваемое антивирусное ПО должно удовлетворять корпоративным требованиям к антивирусному ПО Заказчика, должно быть однотипным, полностью интегрироваться в него и иметь возможность обновления с серверов обновления антивирусного ПО Заказчика.

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 целесообразно применять комплекс программно-технических средств (ПЛК, АРМ и т.д.) одного производителя.

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 взрывозащищенности 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 серверы 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 п.5, М-15.05.02.01.01-02 «Требования к человеко-машинному интерфейсу на базе ситуационного информирования».

В шкафах с ПЛК 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 от 20 до 40% всех компонентов системы (модули, процессоры, коммутаторы, барьеры и др. по согласованию с Заказчиком).

Для построения комплекса технических средств выбор компонентов системы произвести с учетом единства в номенклатуре производителя. Применить программные компоненты (Среда разработки, система НМІ, СМД) и физическое оборудование (контроллеры) одного производителя.

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 10..95% (в соответствии с требованиями ГОСТ ИЕС 61131-2-2012);
- вибрация по ИЕС 68, части 2 - 6: 10 - 57 Гц (постоянная амплитуда 0.075 мм); 57 – 150 Гц (постоянное ускорение 1 g);
- удары по ИЕС 68, части 2 - 27 полусинусоидальные, 15g, 11мс.

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 ИЕС 61131-2-2012);
- вибрация по ИЕС 68, части 2 - 6: 10 - 57Гц (постоянная амплитуда 0,075мм), 57 – 150Гц (постоянное ускорение 1g);
- удары по ИЕС 68, части 2 - 27 полусинусоидальные, 15g, 11мс;
- степень защиты Exib ПС в соответствии с требованиями ГОСТ 22782.0-81, ГОСТ 22782.5-78 для установки вне Ex-зон или в Ex-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 10...95% (в соответствии с требованиями ГОСТ ИЕС 61131-2-2012).

Для всех систем АСУТП предусмотреть применение ИБП с гарантированным временем работы от батарей не менее 1 часа.

6.3.8 Требования к метрологическому обеспечению

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. Подтверждение соответствия этих МИ установленным требованиям осуществляется в процессе утверждения типов или сертификации СИ.

Результаты измерений должны быть выражены в единицах величин в соответствии с ГОСТ 8.417-2024, допущенных к применению на территории РФ в соответствии с ПР 50.2.102-2009 (Постановление Правительства Российской Федерации от 31 октября 2009 г. №879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации»).

Все применяемые средства измерений (СИ) должны быть утвержденного типа, допущены к применению на территории РФ в установленном порядке, внесены Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и должны иметь действующие свидетельства (сертификат) об утверждении типа и описание типа к ним.

Средства измерений должны отвечать обязательным метрологическим требованиям, установленными в соответствии Федеральным законом №102-ФЗ от 26.06.2008г.

Обязательные требования также распространяются на составные части, программное обеспечение и условия эксплуатации СИ.

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 свидетельства о поверке, причем срок действия свидетельства о поверке должен составлять не менее 2/3 межповерочного интервала на момент поставки.

Поверка средств измерений проводится в порядке, установленном Приказом Минпромторга России от 31.07.2020 № 2510 «Об утверждении Порядка проведения поверки СИ. Требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», аккредитованными на данный вид деятельности организациями.

Средства измерений, используемые вне сферы государственного регулирования, в добровольном порядке могут подвергаться калибровке. Порядок организации и проведения калибровочных работ определяется требованиями РД РСК 02-2020.

Средства измерений, отнесенные к индикаторам, периодической поверке/калибровке не подлежат.

Все СИ должны иметь техническую и эксплуатационную документацию на русском языке, паспорт, методику поверки, разрешительные документы и документы, подтверждающие, что СИ прошли первичную поверку.

СИ и оборудование, работающее во взрывоопасной зоне, должны быть взрывозащищенного исполнения и иметь действующие сертификаты (декларации) соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза.

Все оборудование, применяемое в системах пожарной сигнализации, должно иметь сертификаты пожарной безопасности и сертификаты соответствия. Единый перечень продукции, подлежащей обязательной сертификации утвержден постановлением Правительства РФ от 23.12.2021 №2425. В соответствии с пунктом 3 статьи 145 Технического регламента о требованиях пожарной безопасности обязательное подтверждение соответствия объектов защиты (продукции) требованиям Федерального закона от 22 июля 2008 года N 123-ФЗ может осуществляться в форме обязательной сертификации. Сертификация продукции проводится органами, аккредитованными в соответствии с законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации и дополнительными требованиями, изложенным в статье 148 Технического регламента о требованиях пожарной безопасности.

При поставке в комплект документации на СИ включить следующую действующую документацию (при необходимости их заверенные копии):

- свидетельства (сертификаты) об утверждении типа СИ с описанием типа;
- сертификаты соответствия (декларацию) техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» утвержденный РК ТС от 18.10.2011 № 823;
- сертификат соответствия (декларацию) техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» утвержденный РК ТС от 18.10.2011 № 825 для СИ, применяемых на ОПО во взрывоопасных

зонах;

- действующее свидетельство о поверке со сроком действия, не менее 2/3 МПИ, на момент проведения ПНР;
- документ на методику поверки;
- заводской паспорт, руководство по монтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию на русском языке;
- на системы учета углеводородного сырья должны быть разработаны и аттестованы в установленном порядке методики выполнения измерений.

При необходимости, в комплект СИ должны быть включены соответствующие инструменты и вспомогательные оборудование (калибраторы, HART и Modbus RTU-коммуникаторы) и программное обеспечение для конфигурации и настройки. Перечень вспомогательного оборудования согласовать с Заказчиком.

Все СИ должны быть настроены на необходимые диапазоны и величины единиц измерения Поставщиком оборудования.

Шкалы показывающих приборов должны соответствовать диапазону измерений первичных преобразователей.

С целью обеспечения ограничения доступа к определенным частям СИ (включая программное обеспечение), для предотвращения несанкционированных настройки и вмешательства, которые могут привести к искажениям результатов измерений, в конструкции СИ должны быть предусмотрены места для опломбирования и нанесения поверочного или калибровочного клейма.

Монтаж СИ должен обеспечивать возможность периодического осмотра, технического обслуживания СИ.

При применении СИ должны соблюдаться установленные обязательные требования к условиям их эксплуатации, в том числе по уровню вибрации, влажности и температурному режиму для различных климатических районов в соответствии с ГОСТ 15150-69.

Проверку состояния, монтажа и условий эксплуатации СИ проводят в соответствии с их эксплуатационной документацией.

Хранение СИ должно осуществляться в специально отведенном месте, защищенном от воздействия окружающей среды, в заданном состоянии, обеспечивающим их сохранность, исправность и приведение в готовность к использованию по назначению в установленные сроки.

Модели приборов КИП должны выбираться в соответствии с требованиями ОЛ опросные листы должны быть согласованы с Заказчиком.

Все метрологические характеристики компонентов систем должны быть приведены поставщиком в документации на технические и программные средства

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.

Согласно требованиям М-15.05.02-03 «Методический документ. Технические требования на разработку проектной документации систем автоматизации. Полевой уровень», точность поставляемых средств измерений должна соответствовать или быть выше нижеуказанных параметров:

Оборудование для измерения расхода, подразделяется на следующие классы в зависимости от следующей классификации:

- Класс 1: использование на узлах оперативного и коммерческого учета (по массе или объему, приведенному к нормальным условиям): погрешность менее 0.2% (жидкость), менее 0.5% (газ);
- Класс 2: массовый баланс для внутреннего учета, погрешность менее 1% (жидкость),

менее 2% (газ);

– Класс 3: вспомогательные средства оператора и для управления заводом, погрешность менее 3%.

Оборудование для измерения уровня, подразделяется на следующие классы в зависимости от следующей классификации:

- Класс 1: коммерческий учет в резервуарных парках - 0.5 мм.
- Класс 2: оперативные измерения - 5 мм.

Оборудование для измерения давления и перепада давления, подразделяется на следующие классы в зависимости от следующей классификации:

– Класс 1: коммерческий учет, позиции, требующие высокой точности и критические позиции - 0.055% шкалы, перенастройка 1:100 для шкал более 7 кПа для датчиков перепада и избыточного давления, и шкал более 25 кПа для датчиков абсолютного давления. И 0.1% от шкалы для шкал от 0.4 до 7 кПа для датчиков перепада давления и избыточного давления, и для шкал от 5 до 25 кПа для датчиков абсолютного давления.

– Класс 2: оперативные измерения - 0.065% шкалы, перенастройка 1:100 для шкал более 7 кПа для датчиков перепада давления и избыточного давления, и более 25 кПа для датчиков абсолютного давления. И 0.1% от шкалы для шкал от 0.4 до 7 кПа для датчиков перепада и избыточного давления, и для шкал от 5 до 25 кПа для датчиков абсолютного давления.

Оборудование для измерения температуры, подразделяется на следующие классы в зависимости от следующей классификации:

- Класс 1: позиции, требующие высокой точности:
 - а) Преобразователь температуры в комплекте с RTD (Pt100) - 0.2 гр.С;
 - б) Преобразователь температуры в комплекте с термопарой (Type J, K(XA)) - 0.25 гр.С для преобразователя температуры и термопара по классу 1 DIN EN 60584-2.
- Класс 2: оперативные измерения:
 - а) Преобразователь температуры в комплекте с RTD (Pt100) - 0.3 гр.С для преобразователя температуры, и сенсор по IEC 751 классу А.
 - б) Преобразователь температуры в комплекте с термопарой - (Type J, K(XA)) - 1 гр.С для преобразователя температуры и Термопара по классу 1 DIN EN 60584-2.

Технические средства полевой автоматики, должны обладать показателями точности не хуже значений, указанных ниже в таблице 5.

Таблица 5 - Предельные значения показателей точности технических средств полевой автоматики

Группы технических средств полевой автоматики	Класс точности/ погрешность измерений, %
Манометры и дифференциальные манометры (класс точности)	± 1,5
Измерительные преобразователи давления (пределы допускаемой приведенной погрешности)	± 0,5%
Измерительные преобразователи перепада давления (пределы допускаемой приведенной погрешности)	± 0,5%
Термометры (пределы допускаемой абсолютной погрешности)	± 0,2°С

Группы технических средств полевой автоматики	Класс точности/ погрешность измерений, %
Преобразователи температуры комплекте с термосопротивлениями класса А (пределы допускаемой абсолютной погрешности)	$\pm 0,2^{\circ}\text{C}$
Датчики уровня (пределы допускаемой абсолютной погрешности)	$\pm 3\text{мм}$ абсолютная погрешность
Датчики расхода газа вихревые (пределы допускаемой относительной погрешности)	$\pm 1\%$
Датчики расхода газа ультразвуковые (пределы допускаемой относительной погрешности)	$\pm 0,8\%$ коммерческий учет, $\pm 1,5\%$ оперативный
Датчики расхода жидкости кориолисовые (пределы допускаемой относительной погрешности)	$\pm 0,25\%$
Датчики расхода жидкости ультразвуковые (пределы допускаемой относительной погрешности)	$\pm 0,8\%$
СИКН, СИКНС, СИКГ	Регламентируется в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847 и Типовыми техническими требованиями ООО «ГПН-Развитие»

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.

Показатели точности измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, не должны превышать установленных приказом Постановлением Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2020 г. № 1847.

Системы измерений, используемые в сфере государственного регулирования, должны пройти испытания с целью утверждения типа, с последующей выдачей свидетельства об утверждении типа и внесении в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений.

Должна быть предусмотрена метрологическая экспертиза проекта и разработка паспортов на все узлы учета газа.

Алгоритмы, программное обеспечение СИ, Системы, связанные с обработкой измерительной информации, должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.654-2015 и аттестованы в соответствии с МИ 2174-91, МИ 2891-2004, МИ 2955-2010.

Метрологическое обеспечение Системы должно включать в себя совокупность организационных мероприятий, технических средств, требований, положений, правил и норм, необходимых для обеспечения единства измерений и требуемой точности измерений и вычислений в соответствии с положениями Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

Измерительные системы и системы автоматизации в части метрологического обеспечения спроектированы с учетом следующих документов: Федеральный закон №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений», ОСК-20.02 «Группа компаний ГПН. Измерительные системы. Общие технические и метрологические требования», РМГ 29-2013 «ГСИ. Метрология. Основные термины и определения», ГОСТ Р 8.654-2015 «ГСОЕИ.

Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения», МИ 2174-91 «ГСИ. Аттестация алгоритмов и программ обработки данных при измерениях. Основные положения», ГОСТ Р 8.596-2002 «Метрологическое обеспечение измерительных систем основные положения», РД 153-34.0-11.201-97 «Методика определения обобщенных метрологических характеристик измерительных каналов ИИС и АСУТП по метрологическим характеристикам агрегатных средств измерений», РМГ 63-2003 «ГСИ. Обеспечение эффективности измерений при управлении технологическими процессами. Метрологическая экспертиза технической документации», ГОСТ 8.009-84 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Нормируемые метрологические характеристики средств измерений».

Метрологическое обеспечение Системы в целом осуществляется в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.596-2002.

Метрологическое обеспечение должно осуществляться путем:

- проведения метрологической экспертизы проекта;
- 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, а также сертификаты соответствия техническим регламентам Таможенного союза о безопасности;

- проведения нормирования, расчета метрологических характеристик измерительных каналов (ИК) системы;

- контроля метрологических характеристик ИК в процессе наладки;

- периодической поверки (для ИК, используемых в сферах Государственного регулирования) или калибровки в процессе эксплуатации системы;

- метрологического надзора за выпуском, монтажом, наладкой, состоянием и применением системы.

Метрологическая экспертиза проекта проводится с целью проверки соответствия заложенных в проекте метрологических характеристик ИК и их компонентов, методов и средств их определения и контроля метрологическим требованиям, правилам и нормам.

Нормирование метрологических характеристик (МХ) ИК должно быть осуществлено в соответствии с ГОСТ 8.009-84, с учетом требований ГОСТ Р 22.2.05-94 для каждого ИК. Нормирование МХ ИК должно быть обеспечено расчетом характеристик погрешности измерений ИК в рабочих условиях эксплуатации, контролем при испытаниях и поверке (калибровке) ИК на соответствие нормированным МХ.

Комплекс МХ ИК, как минимум, должен содержать:

- диапазон показаний ИК, если он шире диапазона измерений;
- рабочий диапазон измерений ИК, в котором обеспечивается соблюдение норм точности;

- погрешность ИК в рабочем диапазоне в рабочих условиях;

- номинальную ступень квантования (цену единицы младшего разряда);

- рабочие условия измерений ИК.

Погрешность МХ должна нормироваться при рабочих условиях конкретного ИК и определяться таким сочетанием влияющих величин, при которых характеристики погрешности измерительного канала имеют по абсолютной величине наибольшее значение.

Рабочие условия измерений должны указываться для тех компонентов ИК, которые могут влиять на МХ ИК в целом при отклонении рабочих условий от нормы.

В проектной документации на систему должны быть приведены перечни ИК с указанием их структуры и метрологических требований к ним измерительных, связующих и вычислительных компонентов, образующих каждый ИК, с разделением на группы:

- каналы, подлежащие поверке (входящие в сферу государственного регулирования);

- каналы, подлежащие калибровке (не входящие в сферу госрегулирования);

- каналы, используемые без нормированной точности (индикаторные).

ИК Системы, входящие в сферу государственного регулирования, до ввода в эксплуатацию и после ремонта подлежат первичной поверке. Должна быть обеспечена возможность поэлементной поверки ИК. Поверка проводится по утвержденной методике поверки.

ИК Системы, не предназначенные для применения в сфере государственного регулирования, до ввода в эксплуатацию и после ремонта подлежат калибровке. Должна быть обеспечена возможность поэлементной калибровки ИК. Калибровка проводится по методике калибровке, согласованной с эксплуатирующей организацией.

Конструкция ПТК ИС должна обеспечивать возможность покомпонентной (поэлементной) поверки измерительных каналов. При этом поверка первичного измерительного компонента (датчика) может проводиться в лабораторных условиях, а вторичной части (промежуточный измерительный, связующий, вычислительный или комплексный компоненты) – непосредственно на месте установки. Конструкция ПТК должна обеспечивать возможность свободного доступа ко всем элементам системы для подключения калибраторов и удобство проведения поверки.

Для ИС1 по ГОСТ Р 8.596-2002 в составе эксплуатационной документации должен быть предусмотрен раздел по метрологическому обеспечению, а также должен приводиться перечень необходимого ремонтного, сервисного, поверочного и калибровочного оборудования.

Интегратором должен быть разработан раздел РКД «Метрологическое обеспечение».

В структуру документа должны входить:

1. Особенности ИС

1.1 Назначение ИС и сведения об ее использовании в сфере (или вне сферы) государственного метрологического контроля и надзора.

1.2 Номенклатура, количество ИК, состав ИК, перечни измерительных каналов и нормы на их погрешности (согласно описанию типа СИ/согласно МИ).

1.3 Условия измерений (с учетом протяженности измерительных каналов ИС).

1.4. Модернизация (возможна/не предусмотрена/объем).

1.5 Номенклатура НД, регламентирующей методы и методики измерений.

1.6 Номенклатура НД, необходимой для метрологического обеспечения процессов измерений, включая методики поверки (калибровки) средств измерений.

2. Процедура МО ИС

2.1 Метрологическое обеспечение технических и программных средств, входящих в состав ИК ИС, средств встроенного контроля, метрологической пригодности ИК и СИ, используемых при наладке и испытаниях системы.

2.2 Прием-сдаточные испытания (где проводятся/ссылка на документ/краткое описание).

2.3 Поверка. Условия метрологического обслуживания (например, отсутствие доступа к входу ИС) и т.п.

2.4 Первичная поверка перед вводом в эксплуатацию (наименование/количество/серийные номера/результаты поверки).

2.5 Первичная поверка после ремонта (процедура/методика).

2.6 Периодическая поверка (процедура/методика).

2.7. Требования к эталонам (тип/характеристики).

3. Обслуживание ИС

3.1 Требования к контролю условий эксплуатации.

3.2 Количество и квалификация обслуживающего персонала (количество/квалификация/наличие обучения работы с системой).

3.3 Оснащенность персонала средствами связи.

3.4 Техническое обслуживание (тип оборудования/вид ТО/работы при ТО/количество и квалификация персонала).

3.5 Перечень оборудования и материалов необходимый для проведения ТО (эскизный).

6.3.9 Требования к ПЛК

ПЛК (в том числе технические характеристики) в составе проектируемой АСУТП должны соответствовать требованиям раздела 4.3.2 М-15.01.01-02 «Общие типовые технические требования».

Система управления должна иметь возможность интеграции в общую систему управления ООО «Газпромнефть-Развитие». В шкафах АСУТП, где установлены контроллеры, должны быть оснащены панелями управления, позволяющими контролировать состояние процесса и управлять установками по месту.

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.

7.2 Общие требования к приемке работ по стадиям

Внедрение АСУТП и инсталляция специального программного обеспечения осуществляется специалистами системного интегратора, ответственного 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.

В соответствии с таблицей 1 ОСК-15.05.01.01 «Формирование концепции промышленной автоматизации БРД» для ввода в действие АСУТП устанавливаются следующие этапы испытаний:

- Подготовка персонала.
- Комплектация АС поставляемая изделиями (программными и техническими средствами, программно-техническими комплексами, информационными изделиями).
- Шеф-монтажные работы во время проведения СМР.
- Пусконаладочные работы.
- Проведение автономной наладки.

- Проведение комплексной наладки.
- Проведение предварительных испытаний.
- Проведение комплексных опробований.
- Проведение опытной эксплуатации.
- Проведение приемочных испытаний.
- Проведение приемки в промышленную эксплуатацию.

Программы всех этапов испытаний составляются системным интегратором на основании документа рабочего проекта «Программа и методика испытаний», и 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 технологических 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

Системный интегратор должен предоставить все необходимые учебные пособия для вышеуказанных курсов.

8 Требования к документированию

8.1 Перечень документов

Системный интегратор 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 20%) на поставляемое программное обеспечение систем в составе АСУТП с учетом интегрируемых локальных систем управления (в т.ч. диагностических и системных параметров).

Поставщиком АСУТП должен быть разработан отдельный раздел РКД на СМД, с описанием взаимодействия ПО СМД со всеми средствами КИПиА. СМД в обязательном порядке должен содержать библиотеки (DTM, FDM и т.д. в зависимости от применяемой среды).

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.

Системный интегратор АСУТП также несет ответственность за разработку сводного графика изготовления системы АСУТП, и интерфейсов с другими подсистемами.

Перечень документации на АСУТП должен соответствовать Приложению 1 (обязательное) М-15.05.01.01.01-01 «Архитектура систем промышленной автоматизации в части АСУ ТП БРД»;

В таблице 6 представлен минимальный перечень документации, который должен представить поставщик.

Таблица 6 – Перечень документации, предоставляемой подрядчиком

Том «Общесистемные решения»
Ведомость документов комплекта
Пояснительная записка
Схема функциональной структуры
Описание автоматизируемых функций
Локальная смета
Паспорт
Формуляр
Ведомость ЗИП
Ведомость эксплуатационных документов
Ведомость покупных изделий

Том «Техническое обеспечение»
Ведомость документов комплекта
Описание комплекса технических средств
Схема структурная комплекса технических средств
Схемы электрические принципиальные (типовые схемы подключения)
Спецификация оборудования, изделий и материалов
Задания на разработку строительных, электротехнических, санитарно-технических и других разделов проекта
Том «Организационное обеспечение»
Ведомость документов комплекта
Руководство пользователя (оператора)
Том «Информационное обеспечение»
Ведомость документов комплекта
Чертеж формы документа (эскиз видеокадра)
Массив входных данных КТМ
Массив входных данных СМД
Каталог базы данных КТМ
Каталог базы данных СМД
Состав выходных данных (сообщений) КТМ
Состав выходных данных (сообщений) СМД
Инструкция по формированию и ведению базы данных (набора данных)
Том «Математическое обеспечение»
Ведомость документов комплекта
Описание алгоритма
Том «Программное обеспечение»
Ведомость документов комплекта
Описание программного обеспечения
Тома на блоки автоматики
Общие данные
Схемы электрические подключения контуров (измерения, регулирования, сигнализации и блокировок)
Схемы принципиальные электропитания и заземления пультов, аппаратуры и другого оборудования АСУТП
Схема соединений внешних проводок
Схема подключения внешних проводок, с указанием подключения от датчика до ШУ (датчик - клеммная коробка - шкаф).
Чертеж установки технических средств
План расположения оборудования и проводок
Таблица входных/выходных сигналов и данных, параметров контроля и управления
Комплекты документации на шкафы в составе тома на блок автоматики
Ведомость документов комплекта
Паспорт

Спецификация
Чертеж общего вида
Габаритный чертеж
Схема электрическая принципиальная электропитания и заземления
Кроссовая таблица
Документация на прикладное программное обеспечение
Описание программы
Программа и методика испытаний
Пояснительная записка
Описание применения
Описание языка
Руководство программиста
Руководство пользователя
Руководство по техническому обслуживанию
Текст программы (в электронном виде)
Массив входных и выходных данных (в электронной форме)
Контрольные документы
Регистрационный журнал документации поставщика (SDRL)
График производства
Отчёт о ходе работ
Перечень покупных изделий
Чертежи интерфейсов и компоновочные чертежи
Компоновочный чертёж
Перечень интерфейсов и соединений
Данные для проектирования и эксплуатационные характеристики
Перечень технических данных весовой нагрузки
Перечень технических данных на оборудование
Перечень технических данных по уровню шума
Перечень сертифицированного электрооборудования
Подробное руководство по эксплуатации
Требования к вентиляции помещения
Видеокадры дисплея оператора
Структурная схема системы управления
База данных оборудования с идентификационными табличками
Перечень основных идентификационных номеров поставщика
Прочие чертежи
Расчёты и технические характеристики
Расчёты и данные по надёжности / эксплуатационной надёжности
Гарантия технических характеристик
Прочие расчёты
Транспортная обработка, монтаж и предпусковая обработка
Процедуры по установке и монтажу

Процедуры по распаковке и хранению
Процедуры по транспортной обработке и отгрузке
Процедуры по предпусковой подготовке и пуско-наладке
Сводный перечень крепёжной арматуры для установки
Чертежи по транспортировке
Данные по надёжности и работоспособности
Прочая информация
Производство и процедуры качества
Система управления качеством
План качества
План контроля и испытаний
Процедура проведения испытаний рабочих характеристик / приёмочных испытаний
Система качества программного обеспечения
План по ОТ, ТБ и ООС
Процедуры заводских приёмочных испытаний
Сертификат ISO 9001
Информация по техническому обслуживанию и запчастям
Рекомендованный список запчастей для пуска в эксплуатацию и пусконаладочных работ
Рекомендованный список запчастей по страховке и на 1 год эксплуатации
Перечень запчастей, рекомендованных производителем
Список специализированного оборудования
Разные данные
Сертификация рабочих характеристик
Отчёт / результаты испытаний рабочих характеристик
Отчёт о проведении заводских приёмочных испытаний
Отчёт по уровню шума
Отчёт и сертификат по взвешиванию
Отчёт по габаритам
Отчёт / сертификат по пожаробезопасности
Сертификат взрывозащищённости
Отчёт по выявлению опасностей и эксплуатационной пригодности
Журнал регистрации устройств, связанных с техникой безопасности
Сертификат проведения типового испытания / сертификат утверждения
Документ, подтверждающий законность приобретения программного обеспечения
Сертификаты соответствия
Сертификаты испытаний
Разные сертификаты
Руководства (инструкции)
Пакет документации по отгрузке
Руководство по эксплуатации и техническому обслуживанию
Руководство пользователя АРМ
Сборника данных по сертификации (эксплуатации)

Журнал регистрации производителей
Паспорта на техническое и программное обеспечение
Формуляр на систему управления
Сети связи
Ситуационный план
Схема трассы
Волоконно-оптическая линия связи
Спецификация оборудования, изделий и материалов
Кабельный журнал
Документы на поставляемые СИ
Паспорта на приборы
Руководства по эксплуатации на приборы

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.

8.3 Дополнительные требования по документированию

Документация на АСУТП должна соответствовать по содержанию требованиям стандартов входящих в «Систему технической документации на АСУ» - ГОСТ 34.201-2020, ГОСТ 34.602-2020, ГОСТ 21.408-2013.

Комплектность документации АСУТП, обеспечивающей разработку, изготовление, приемку технических средств, должна соответствовать ГОСТ Р 2.102-2023.

Комплектность эксплуатационной документации на эти средства – по ГОСТ Р 2.601-2019.

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 «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 Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
- СП 77.13330.2016 Системы автоматизации Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85;
- 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 Р 59792-2021. «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-15.05.01.01.01-01 «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»;
- 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-15.04.00-01. Методический документ. Методические указания по разработке и внедрению систем управления технологическими процессами. Группа компаний ГПН.
- 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»	Начальник ОАСУТП	Задохин Э.А.		30.09.25

СОГЛАСОВАНО

Наименование организации, предприятия	Должность	Фамилия, Имя, Отчество	Подпись	Дата