



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

**Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17
Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения
ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение
пропускной способности нефтегазосборных
трубопроводов**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

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

ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
02	3778-26		28.04.26

Том 3.2



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

**Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17
Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения
ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение
пропускной способности нефтегазосборных
трубопроводов**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

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

ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00

Главный инженер


Н.П. Попов

Главный инженер проекта

Р.В. Шапиевский

Инд. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Обозначение	Наименование	Примечание
ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-С	Содержание тома 3.2	Изм. 02 (Зам.)
ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД - 00.СП.00.00.00	Состав проектной документации	
ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00	Раздел 3. Технологические и конструктивные решения линейного объекта. Искусственные сооружения Часть 2. Автоматизированная система управления технологическими процессами	Изм. 02 (Зам.)
ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-001-ЧРТ	Условные обозначения	Изм. 01
ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-002-СБЛ	Схема структурная АСУТП	Изм. 01
ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-003-ЧРТ	Скважина добывающая. Схема автоматизации функциональная	Изм. 01
ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-004-ЧРТ	XV-001. БДР. КТП. ПКУ. Схема автоматизации функциональная	Изм. 01
ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-005-СХА	НГС т/п. Схема автоматизации функциональная	
ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-006-ЧРТ	Электроприводные задвижки XV-001...XV-004. Схема автоматизации функциональная	Изм. А (Аннул.)

Взам. инв. №									
	Подпись и дата								
							ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-С		
02	-	Зам.	3778-26		28.04.26				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Инв. № подл.	Разраб.		Кузнецов		28.04.26	Содержание тома 3.2	Стадия	Лист	Листов
							П		1
	Н.контр.		Шапиевский		28.04.26		 ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный специалист	С.А. Чернов
Главный специалист	А.А. Семькина
Главный специалист	А.И. Судницына
Заведующий группой	В.В. Зорькина
Заведующий группой	Н.Ю. Корчак
Заведующий группой	Л.Ф. Гимадиев
Ведущий инженер	М.А. Гусева
Нормоконтролер	Р.В. Шапиевский

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	4
1.1 Перечень организаций, участвующих в разработке системы	4
1.2 Цели, назначение и область использования системы	4
2 НОРМЫ, СТАНДАРТЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ	5
2.1 Подтверждение соответствия проектных решений действующим нормам и правилам безопасности	5
2.2 Порядок приоритетности документов	5
2.3 Нормы и стандарты	6
2.4 Принятые сокращения	6
2.5 Определения	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.....	8
4 ОПИСАНИЕ ПОСТАНОВКИ ЗАДАЧИ.....	8
4.1 Сведения о стадиях строительства и объектах автоматизации.....	9
5 ОБЪЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ	10
5.1 Добывающая скважина с насосным агрегатом	10
5.1.1 Противоаварийная защита скважин	11
5.2 Установка депарафинизации скважин	11
5.3 Блок реагентного хозяйства	12
5.4 Мультифазный расходомер.....	13
5.5 ПКУ	13
5.6 КТП	13
5.7 Линейные объекты.....	14
5.8 Автоматическая система газовой безопасности	14
5.9 Система обнаружения пожара	14
6 ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ	15
6.1 Решения по структуре и функциям уровней системы, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы	15
6.1.1 Функции нижнего уровня	15
6.1.2 Структура контроля и управления нижнего уровня технологических объектов.....	16
6.1.3 Функции и структура контроля и управления верхнего уровня АСУТП	16
6.1.4 Средства и способы связи.....	17
6.2 Решения по комплексу технических средств	17
6.2.1 Приборы и средства автоматизации.....	17
6.2.2 Шкафы системы управления.....	18
6.2.3 Диагностирование оборудования	19
6.2.4 Синхронизация времени	19
6.3 Размещение и монтаж приборов, трубных и электрических проводов.....	19
6.4 Питание технических средств системы управления.....	20
6.5 Решения по информационному обеспечению.....	20
6.6 Решения по метрологическому обеспечению	20
6.6.1 Метрологическое обеспечение АГЗУ	22
6.7 Решения по программному обеспечению	24
6.7.1 Состав и функции программного обеспечения	24
6.7.2 Средства и языки программирования.....	25
6.7.3 Алгоритмы процедур и операций и методы их реализации	25
6.7.4 Система защиты и уровни доступа	25
6.7.5 Решения по организации операторского интерфейса	25
6.8 Решения по математическому обеспечению	25
7 ОПИСАНИЕ АВТОМАТИЗИРУЕМЫХ ФУНКЦИЙ.....	26
7.1 Коммуникационные функции	26
7.2 Информационные функции	26

7.2.1	Функции сбора и первичной обработки информации	26
7.2.2	Функции отображения	26
7.2.3	Функции формирования аварийной и предупредительной	27
7.2.4	Функции регистрации событий, аварийных сообщений и значений параметров	27
7.3	Функции ДИСТАНЦИОННОГО УПРАВЛЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ	29
7.3.1	Функции дистанционного управления по команде оператора и диспетчера	29
7.3.2	Функции автоматического управления из алгоритмов	29
7.4	Функции АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	29
Приложение А	Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов	30
Приложение Б	Сведения о ссылочных документах	33
Приложение В	Типовые планы размещения КИПиА	36

1 Общие положения

Настоящий раздел объекта по обустройству кустовых площадок №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов разработан на основании следующих документов:

- задание на проектирование объекта «Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов», утвержденного генеральным директором ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» С.Н. Бышовым в 2025 г;
- 0133 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) на период пробной эксплуатации» (с учётом корректировки);
- 0375 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) на период полного развития»;
- 0497 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) на период полного развития. Расширение системы ППД и обустройство кустовой площадки №12» (с учётом корректировки);
- 1729 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого на период полного развития. Обустройство дополнительных скважин на кустовых площадках №№ 1, 10, 11, 12, 14».

Проектные технические решения раздела разработаны с учетом положений и требований законодательных актов РФ и основных нормативно-технических документов, представленных в приложении А.

1.1 Перечень организаций, участвующих в разработке системы

Заказчик-инвестор – ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО».

Генеральная проектная организация – АО «Гипровостокнефть».

Поставщик – определяется тендером.

Срок проектирования: согласно календарному плану к договору.

1.2 Цели, назначение и область использования системы

Технико-экономическими целями создания АСУТП являются:

- обеспечение непрерывного контроля работы основного технологического оборудования и систем жизнеобеспечения, своевременного оповещения о выходе контролируемых параметров за установленные пределы;
- уменьшения риска возникновения аварийных ситуаций при принятии решений оперативным и эксплуатационным персоналом;
- уменьшение эксплуатационных затрат по причине снижения времени аварийного простоя, своевременного выявления неисправностей;
- создание архива режимов работы и состояния оборудования быстрым доступом к данным, их автоматизированной обработкой;
- сокращение объемов, массы, энергопотребления аппаратуры оперативного управления;
- повышение общей культуры эксплуатации и обслуживания основного и вспомогательного оборудования;
- повышение технико-экономических показателей работы за счет расширения состава и качества выполнения функций с применением современных технических средств;
- снижение трудозатрат на техническое обслуживание и ремонт;
- увеличение интервала между техническим обслуживанием, а также ремонтом оборудования.

АСУТП предназначена для выполнения следующих функций:

- сбор и обработка информации;
- контроль и управление ходом технологических процессов;
- контроль состояния системы и технологического оборудования;
- 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 основных 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 (MES) и АСОДУ;

АСУТП обеспечивает:

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

Контроль и управление ходом технологических процессов (уровень ЛСА/ЛСУ) 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.

2 Нормы, стандарты, определения, сокращения

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. Отклонения от норм согласовываются с разрешительными органами в соответствии с принятыми в Российской Федерации процедурами.

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 автоматизации функциональные;
- документация Поставщика.

2.3 Нормы и стандарты

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

2.4 Принятые сокращения

АГЗУ	автоматизированная групповая замерная установка
АРМ	автоматизированное рабочее место оператора
АСОДУ	автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления (объединенная, составная часть системы управления предприятием)
БДР	блок дозирования реагента
БКО	блочное комплектное оборудование
БЛП	блок линейных потребителей
ДНС	дожимная насосная станция
ВОЛС	волоконно-оптическая линия связи
ЗРУ	закрытое распределительное устройство
ИБП	источник бесперебойного питания
КТП	комплектная трансформаторная подстанция
МПУ	местный пункт управления
НКПР	нижний концентрационный предел распространения взрываемости
ОУУН	узел оперативного учета нефти
ПКУ	пункт контроля и управления
ПЛК	программируемый логический контроллер
ПНГ	попутный нефтяной газ
ППВ	подготовка пластовой воды
ППД	поддержание пластового давления (система заводнения скважин)
РП	резервуарный парк
СДКУ	система операторского контроля и управления (техпроцессом в рамках площадки)
СИ	средства измерений
СМС	система мониторинга состояния оборудования КИПиА
ТХК	переключающий трехходовой кран с электроприводом
УДС	установка очистки скважины от парафиновых отложений
УПСВ	установка предварительного сброса воды
ЦПС	центральный пункт сбора
ЧМИ	человеко-машинный интерфейс
ШКУ	шкаф контроля и управления

2.5 Определения

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП) – человеко-машинная система управления, обеспечивающая автоматизированный

сбор и обработку информации, необходимую для оптимизации управления в соответствии с принятыми критериями надежности и безопасности технологических процессов.

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

Распределённая система управления (PCY) – конфигурируемый территориально и функционально распределённый, основанный на микропроцессорной технике комплекс, осуществляющий автоматическое и автоматизированное управление технологическими сооружениями. Система PCY предназначена также для защиты жизни производственного персонала, технологического оборудования, окружающей среды путём обнаружения и уведомления на ранней стадии утечек углеводородного сырья, а также принятия мер предупреждения возникновения взрыва углеводородного сырья. PCY включает в себя автоматизированные рабочие места операторов (персональные компьютеры, оснащённые средствами звуковой и световой сигнализации, средствами печати и подготовки отчётности, средствами промышленной связи), управляющие контроллеры с модулями ввода/вывода, кабельные линии КИПиА. Управление процессом в замкнутом цикле PCY осуществляет с помощью основанных на микропроцессорах управляющих контроллерах, которые имеют средства для сканирования входных данных, генерации соответствующих управляющих сигналов и выдачу их на исполнительные механизмы. Прием и передача данных обеспечивается использованием промышленной сети. Расположенные на площадке приборы и исполнительные механизмы, связанные с управляющими контроллерами, также входят в состав системы.

Локальная система управления (ЛСУ) – система управления, поставляемая совместно с комплектной технологической установкой и осуществляющая управление и контроль установкой в полном объёме. При необходимости ЛСУ включает подсистемы противоаварийной защиты и обнаружения пожара и загазованности. ЛСУ должна иметь канал передачи данных, обеспечивающий ее подключение к АСУТП.

Системы локальной (полевой) автоматики (ЛСА) - Локальные системы контроля и управления технологическим оборудованием, установленные непосредственно на объекте, способные работать автономно и/или как низовые подсистемы АСУТП. Основные технические средства: датчики, преобразователи, исполнительные механизмы (ИМ), вторичные приборы, регуляторы, технологические микроконтроллеры, местные щиты КИПиА.

Системы телемеханики (ТМ) - специализированные системы (подсистемы АСУТП), предназначенные для передачи информации, необходимой при дистанционном контроле и управлении распределёнными и/или удалёнными объектами. Аппаратная основа – проводные, кабельные и другие линии передачи сигналов и данных, коммутационное, телемеханическое и иное оборудование.

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 ПКУ или переносных пультов оператора;
- периодическая подготовка отчётов о производственной деятельности;
- обслуживание КИПиА и т.д.

3.2 Требования к организации работ в условиях функционирования системы

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

Весь персонал делится на следующие группы:

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

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

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

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

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

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

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

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

4 Описание постановки задачи

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

- сбор и обработка информации – обеспечивается своевременность, достоверность, полнота данных, а в итоге обработки: актуальность информации;
- контроль и управление технологическим процессом и оборудованием:
 - а) автономное автоматическое управление;
 - б) 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 и управление ими из соответствующего диспетчерского пункта.

Перечисленные задачи решаются на базе современных программно-аппаратных средств.

Структура и объемы аппаратно-программного комплекса АСУТП непосредственно зависят от реализуемой производственной программы, учитывают ее стадии реализации.

4.1 Сведения о стадиях строительства и объектах автоматизации

Производственная программа в соответствии с Заданием на проектирование по объекту 1902 «Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов» включает в себя строительство следующих объектов и сооружений:

- Нефтегазосборный трубопровод (лупинг) от поворота на куст №8 до поворота на куст №1 Западно-Хоседаюского месторождения;
- обустройство добывающих скважин на кустовой площадке №8-бис: №№ 3811; 3812; 3814; 3815; 3816 – 5 шт.;
- обустройство добывающих скважин на кустовой площадке №17: №№ 31701, 31702, 31703, 31704, 31705, 31707 – 6 шт.;
- замена существующих трёхходовых кранов (2 шт.) на электроприводные задвижки для подключения выкидных трубопроводов от скважин №№ 45-р, 31501 на кустовой площадке №15 к АГЗУ на Западно-Хоседаюском нефтяном месторождении;
- лебедка депарафинизации скважин;
- БДР на кустовых площадках №№8-бис, 17;
- мультифазный расходомер на кустовых площадках №№ 8-бис, 17;
- нефтегазосборные трубопроводы от скважин до АГЗУ;
- нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №17 до точки подключения (ЗХ);
- узлы СОД (пуск-приём) на лупинге;
- дренажные емкости на кустовых площадках №№ 8-бис, 17;
- КТП кустовых площадках №№ 8-бис, 17.

Этапы строительства указаны в ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-01.ПЗ.00.00.00.

Производственная программа проекта 1902 является продолжением развития проектов 0133 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) на период

пробной эксплуатации» (с учётом корректировки), 0375 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) на период полного развития», 0497 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) на период полного развития. Расширение системы ППД и обустройство кустовой площадки №12» (с учётом корректировки).

Указанные проекты получили положительное заключение Главгосэкспертизы (ГГЭ) – приложение Б.

5 Объемы автоматизации

Объем автоматизации обеспечивает работу всех объектов без присутствия дежурного персонала у технологического оборудования, контроль и управление технологическими процессами осуществляется из операторной, расположенной на площадке ЦПС.

Схемы автоматизации функциональные выполнены с использованием условных обозначений ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-ТКР2-001.

К объектам автоматизации в рамках данного проекта относятся:

- Нефтегазосборный трубопровод (лупинг) от поворота на куст №8 до поворота на куст №1 Западно-Хоседаюского месторождения;
- обустройство добывающих скважин на кустовой площадке №8-бис: №№ 3811; 3812; 3814; 3815; 3816 – 5 шт.;
- обустройство добывающих скважин на кустовой площадке №17: №№ 31701, 31702, 31703, 31704, 31705, 31707 – 6 шт.;
- замена существующих трёхходовых кранов (2 шт.) на электроприводные задвижки для подключения выкидных трубопроводов от скважин №№ 45-р, 31501 на кустовой площадке №15 к АГЗУ на Западно-Хоседаюском нефтяном месторождении;
- лебедка депарафинизации скважин;
- БДР на кустовых площадках №№8-бис, 17;
- мультифазный расходомер на кустовых площадках №№ 8-бис, 17;
- нефтегазосборные трубопроводы от скважин до АГЗУ;
- нефтегазосборный трубопровод от куста скважин №17 до точки подключения (ЗХ);
- узлы СОД (пуск-приём) на лупинге;
- дренажные емкости на кустовых площадках №№ 8-бис, 17;
- КТП кустовых площадках №№ 8-бис, 17.

5.1 Добывающая скважина с насосным агрегатом

Схема автоматизации функциональная для добывающих скважин приведена на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-ТКР2-003.

Проектом предусматривается механизированный способ добычи нефти.

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации устья скважины:

- дистанционное измерение: давления и температуры в выкидном трубопроводе.
- сигнализация аварийная (при высоком и низком значении давления в выкидном трубопроводе);

- местное измерение: давления и температуры в выкидном трубопроводе.

Насосный агрегат поставляется в комплекте со станцией управления.

Станция управления насоса должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- автоматическое защитное отключение электродвигателя насоса при возникновении аварийных состояний: обрыве фаз в кабеле питания электродвигателя, недогрузке и перегрузке по току двигателя, недопустимых отклонениях напряжения питающей сети, при снижении сопротивления изоляции, по максимальной токовой защите, недопустимых отклонениях давления на приеме насоса и в выкидном трубопроводе, при высокой температуре электродвигателя;

- защита электродвигателя от перегрузок и коротких замыканий, от несимметричных включений электродвигателя,
- недопустимого снижения сопротивления изоляции системы «кабельная линия-погружной электродвигатель», изменения напряжения в питающей сети.
- блокировка при пожаре и/или 50% НКПП в блоке АГЗУ;
- местный контроль параметров работы насоса;
- дистанционное управление (включить, отключить) насосом;
- сигнализация аварийного отключения насоса;
- предупредительная сигнализация несанкционированного доступа в станцию управления;
- известительная сигнализация о состоянии насоса (работает/не работает);
- измерение давления в выкидном трубопроводе скважины, давления на приеме насоса, температуры электродвигателя и сопротивления изоляции питающего кабеля;
- индивидуальный самозапуск УЭЦН при перерывах в электроснабжении;
- отключение УЭЦН при срыве подачи и повторное включение;
- сигнализация об остановке и экстремальных параметрах работы насоса.

5.1.1 Противоаварийная защита скважин

В части функции противоаварийной защиты кустовой автоматики скважина имеет контроль по повышению и понижению давления от рабочего с передачей информации на диспетчерский пункт.

Предусмотрено автоматическое отключение двигателя ЭЦН:

- при отклонениях давления в выкидном трубопроводе скважины от рабочего:
 - а) максимального значения – 4,0 МПа (абс),
 - б) минимального значения – 0,3 МПа (абс);
- при загазованности 50% НКПП в технологическом блоке АГЗУ;
- при пожаре (по автоматическим извещателям в БКО) и/или при достижении 2-го порога загазованности в технологических блоках БДР и АГЗУ предусмотрено автоматическое отключение электропотребителей блоков, а также СУ ЭЦН и автоматическая передача аварийного сигнала на диспетчерский пункт Промысла;
- при пожаре (по ручным пожарным извещателям) предусматривается передача сигнализации о пожаре в диспетчерский пункт;
- по аварийному сигналу оператор на диспетчерском пункте отключает насосы ЭЦН.

5.2 Установка депарафинизации скважин

Для очистки скважин от парафинов, асфальтенов и т.п. используются устройства механической очистки ствола скважины с использованием скребка. Проектом предусматривается применение лебедки скважины с управляющим устройством (СУЛС).

В состав установки депарафинизации входит шкаф управления на базе микропроцессорной техники. Шкаф управления размещается в непосредственной близости от скважины с лебедкой. С точки зрения автоматизации, СУЛС является изделием полной заводской готовности и поставляется укомплектованной ЛСУ, обеспечивающей работу установки полностью в автоматическом режиме (контроль положения скребка, движения скребка, натяжения проволоки и т.д.). Подключение к вышестоящему ПЛК ТМ для передачи информации на уровень СДКУ Промысла осуществляется по RS-485 с протоколом Modbus RTU.

Схемы автоматизации функциональные приведены на чертежах ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-ТКР2-003.

Перечень измеряемых и наблюдаемых параметров:

- напряжение фазы А, В, С;
- дисбаланс напряжений;

- ток фазы А, В, С;
- дисбаланс токов;
- мощность активная;
- время до изменения режима.

Перечень защитных функций:

- напряжение питающей сети выше (ниже) уставки;
- обрыв фазы;
- перегрузка по максимальному току фазы;
- перегруз мощность на валу;
- непроход препятствия вверх;
- непроход препятствия вниз;
- обрыв индуктивного датчика;
- обрыв проволоки;
- неисправность коллектора.

Перечень основных уставок:

- режим запуска от ЭЦН
- время до пуска после включения ЭЦН;
- время опускания скребка;
- глубина отстоя скребка от верха скважины;
- период очистки;
- число попыток поиска верха скважины;
- число попыток прохода препятствия вверх;
- число попыток прохода препятствия вниз;
- время до автоматического пуска;
- адрес контроллера в системе телемеханики;
- номер куста;
- номер скважины;
- пароль для смены уставок.

Конкретные параметры и уставки определяются на стадии РД по КД поставщиков.

5.3 Блок реагентного хозяйства

В состав установки дозирования реагента входит блок технологический и шкаф управления на базе микропроцессорной техники. Шкаф управления предполагается установить в блоке аппаратном на одной раме с БДР.

Схема автоматизации функциональная приведена на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-ТКР2-004.

С точки зрения автоматизации, БДР является изделием полной заводской готовности и поставляется укомплектованным ЛСУ и необходимыми средствами КИП. Предусматривается следующий объем автоматизации:

- непрерывное объемное дозирование жидкого реагента с помощью насосов-дозаторов и автоматическое отключение насоса-дозатора при понижении уровня в технологической емкости ниже минимально допустимого и выходе значения давления в нагнетательной линии за пределы допустимого;
- автоматическое управление процессом заполнения технологической емкости для хранения реагентов, автоматическое отключение насоса циркуляции при заполнении емкости и срабатывания автомата откачки;
- периодическое перемешивание реагента в технологической емкости с помощью насосов циркуляции и автоматическое отключение насоса при снижении уровня реагента в емкости ниже минимально допустимого, а также при выходе значения давления в нагнетательной линии за пределы допустимого;
- автоматический подогрев реагента в технологической емкости;
- сигнализация несанкционированного доступа в блок реагентного хозяйства;

- сигнализация низкой температуры воздуха в помещении технологического блока;
- автоматический контроль загазованности в технологическом блоке и автоматическое включение свето-звуковой сигнализации над входом в блок и аварийно-вытяжной вентсистемы при достижении 10% НКПР углеводородных газов;
- автоматическая сигнализация о возникновении пожара в технологическом блоке и автоматическое включение свето-звуковой сигнализации над входом в блок и отключение аварийно-вытяжной вентсистемы при возникновении пожара;
- автоматическое отключение насосов-дозаторов при: пожаре в блоке реагентного хозяйства и аварийно-высокой загазованности (50% НКПР).

5.4 Мультифазный расходомер

Мультифазный расходомер является изделием заводской готовности. В состав шкаф вычислителя на базе микропроцессорной техники. Шкаф вычислителя предполагается установить в ПКУ.

Схема автоматизации функциональная приведена на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-ТКР2-003.

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- контроль расхода, температуры давления газа;
- контроль расхода, температуры давления нефти;
- контроль расхода, температуры давления воды.

5.5 ПКУ

Схема автоматизации функциональная приведена на чертеже ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-004.

Для ПКУ, размещаемых на площадках кустов скважин проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- автоматическое управление: включение световой и звуковой сигнализации при возникновении пожара над входом в ПКУ;
- аварийная сигнализация: о возникновении пожара и неисправности прибора приемно-контрольного пожарного;
- предупредительная сигнализация:
 - а) низкой температуры в помещении ПКУ.

5.6 КТП

КТП на кустовых площадках используется запроектированное ранее в проектах 0133 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) на период пробной эксплуатации», 0375 «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) на период полного развития».

Дополнительно предусматривается установка новых КТП.

Для новых КТП проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- учет электрической энергии;
- автоматическое управление: включение световой и звуковой сигнализации при возникновении пожара над входом в КТП;
- аварийная сигнализация: о возникновении пожара и неисправности прибора приемно-контрольного пожарного;
- предупредительная сигнализация низкой температуры в помещении КТП;

Схема автоматизации функциональная приведена на листе ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-ТКР2-004.

5.7 Линейные объекты

Проектом предусматриваются лупинги надземной прокладки.

На них организуются узлы запуска-приема СОД.

Схемы автоматизации функциональные представлены на листах ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-ТКР2-005.

5.8 Автоматическая система газовой безопасности

Проектом предусматривается автоматическая система обнаружения утечек газа в производственных помещениях категории А, В-1а.

Ввиду того, что БКО в данном проекте не проектируется, далее представлено описание существующей автоматической системы газовой безопасности в БКО для общего сведения.

В помещении БКО предусматривается установка комплектных датчиков загазованности у каждого перекачивающего агрегата в местах наиболее вероятных источников выделения взрывоопасных газов и паров, но не далее 3м от источника (по горизонтали).

Датчики ДВК в помещениях предусматривается устанавливать в соответствии с плотностями газов и паров:

- над источником выделения (при выделении легких газов и паров с плотностью по воздуху менее 0,8);
- на высоте источника выделения или ниже него (при выделении газов с плотностью по воздуху от 0,8 до 1,5);
- не более 0,5 м над полом (при выделении газов и паров с плотностью по воздуху более 1,5).

При уровне загазованности 10% НКПР в помещениях включаются аварийные вытяжные вентсистемы и подается предупреждающий сигнал (световой и звуковой) у входа в помещение, а также – в операторную.

При загазованности 50% НКПР в помещении БКО автоматически отключается все электрооборудование (кроме аварийной вытяжной вентиляции во взрывозащищенном исполнении) и подается аварийный сигнал (световой и звуковой) у входа в помещение и в операторную.

При выполнении работ на объектах промысла персонал использует также переносные сигнализаторы загазованности.

5.9 Система обнаружения пожара

Проектом не предусматривается расширение существующей автоматической системы обнаружения пожара (АСПСИПТ) на объектах Западно-Хоседаюского месторождения, обеспечивающей обнаружение пожара на ранней стадии возникновения, своевременного оповещения дежурного персонала и автоматического управления системами пожаротушения.

Предусматривается использование существующая инфраструктура.

Ниже информационно описана существующая АСПСИПТ.

Система обнаружения пожара включает следующее оборудование:

- ручные и автоматические пожарные извещатели;
- звуковые и световые оповещатели;
- высоконадежные ППКП (для БКО);
- высоконадежные ПЛК ТМ на кустах и одиночных скважинах;
- систему беспроводной передачи данных с кустов и одиночных скважин;
- существующий отказоустойчивый контроллер АСПСИПТ;
- существующий АРМ АСПСИПТ.

БКО кустов и одиночных скважин оснащается комплектным ППКП, который совместно с ЛСУ БКО обеспечивает контроль исправности комплектных автоматических и ручных пожарных извещателей и оповещателей, прием сигналов о пожаре, выдачу сигналов

оповещения о пожаре на местном уровне, отключение вентиляции и технологического оборудования БКО, передачу на верхний уровень СДКУ через ПЛК ТМ сигналов «Пожар» и «Неисправность ППКП».

6 Основные технические решения

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

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

6.1 Решения по структуре и функциям уровней системы, средствам и способам связи для информационного обмена между компонентами системы

Структура АСУТП представлена двумя уровнями:

– нижним уровнем, включающий ЛСУ (ЛСА), РСУ и АСПСиПТ. В данном проекте производится подключение проектируемого оборудования (см. пункт 5) в существующие ПЛК ТМ кустовых площадок, для чего предусматривается дооснащение существующего шкафа ПЛК ТМ необходимыми модулями ввода/выводами и прочим шкафным оборудованием.

– верхним уровнем, обеспечивающим диспетчерский контроль и управление. В данном проекте предусматривается необходимое количество лицензий, тэгов и массив данных платформенного программного обеспечения для расширения существующих серверов и АРМ АСУТП в объеме проектируемых сигналов.

Для выше указанных расширений на стадии РД будут разработаны «Опросный лист на расширение АСУТП» для каждой кустовой площадки.

Структурная схема представлена на ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-ТКР2-002.

Далее по документу для информации описано существующее положение на площадках.

Верхний уровень выполнен в виде объединённой системы СДКУ объектов Промысла.

В проекте предусмотрено совместное с другими проектами использование отдельных ресурсов.

6.1.1 Функции нижнего уровня

На нижнем уровне управления, посредством резервированного контроллерного оборудования, обеспечивается автономная реализация следующих функций:

– измерение, первичное преобразование и первичная обработка технологических параметров;

– контроль состояния оборудования, исполнительных механизмов;

– обеспечение управления и защиты в соответствии с установленным алгоритмом;

– хранение информации и событий в памяти контроллера;

– технологической защиты – для автоматического обнаружения признаков появления аварийной (предаварийной) ситуации и перевода технологического процесса и оборудования, в соответствии с установленным алгоритмом, в безопасное состояние в случае достижения критичным параметром аварийного уровня, при этом обеспечивается автоматическая сигнализация по месту и на АРМ оператора. Кроме того, обеспечивается автоматическая диагностика исправности технических средств (приборов – источников информации, исполнительных устройств, линий связи и т.п.). Для ЛСУ является встроенной функцией.

Также при взаимодействии с верхним уровнем, нижний уровень обеспечивает:

- получение информации о состоянии контролируемого участка технологического объекта и обмен с верхним уровнем управления;
- поддержание заданных режимов работы и условий эксплуатации оборудования;
- обеспечение безопасного процесса ручного управления по командам оператора;
- поддержку функции охранной сигнализации – сбор и передачу информации о несанкционированном доступе к оборудованию.

6.1.2 Структура контроля и управления нижнего уровня технологических объектов

Нижний уровень АСУТП реализуется на базе «полевого» оборудования (датчики, приборы, исполнительные устройства и др.), контроллерного оборудования РСУ, локальных систем управления оборудованием комплектной поставки, осуществляющих взаимодействие со станцией управления РСУ.

Станция РСУ допускает возможность управления посредством подключенной Операторской панели (ОП) или переносного пульта Оператора на базе портативного ПК.

Станция РСУ обеспечивает сбор информации, контроль и управление оборудованием по интерфейсным и жесткопроводным линиям.

Предпочтительная интерфейсная линия – RS485 с Modbus RTU.

На жесткопроводных аналоговых линиях 4-20 мА используется протокол HART.

Подключение ЛСУ к станции РСУ осуществляется по последовательным каналам передачи данных (Ethernet TCP/IP или Modbus RTU).

Тип интерфейса и протокол передачи данных уточняется и согласовывается на этапе рабочего проекта.

Приборы КИПиА, а также отсечные устройства, относящиеся к функции технологической защиты, имеют жесткопроводное соединение со станцией РСУ и имеют возможность соединения по полевой шине для их настройки и диагностирования.

6.1.3 Функции и структура контроля и управления верхнего уровня АСУТП

Оперативный контроль и управление объектами, (СДКУ) перечисленными в разделе 5 производится из административно-бытового здания (АБЗ), расположенного на площадке ЦПС. СДКУ была создана в рамках проекта 0133 и далее расширялась на основе заложенных принципов (проект 0375).

Верхний уровень АСУТП (существующий, расширяемый) обеспечивает выполнение следующих функций:

- сбор информации от технологических объектов;
- обработка и оперативное хранение данных;
- передача уставок в системы автоматизации нижнего уровня;
- диалоговый человеко-машинный интерфейс с индикацией на дисплеях таблиц и мнемосхем текущего состояния технологического процесса;
- 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;
- диагностика состояния комплекса технических средств;
- 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 установленными полномочиями.

Расширение СДКУ осуществляется на основе корректировки существующих видеокладов и добавления новых (на вновь вводимое оборудование).

6.1.4 Средства и способы связи

В проектируемой системе обеспечена высоконадежная передача данных на всех уровнях управления. Для взаимодействия с ПЛК ТМ промысла используется Ethernet посредством широкополосного беспроводного доступа (ШБД). Подключение шкафов управления РСУ и АСПСиПТ к СДКУ осуществляется по единой информационной сети Ethernet.

Конечная топология сетей, структура и протоколы передачи данных уточняются на стадии рабочего проекта.

6.2 Решения по комплексу технических средств

6.2.1 Приборы и средства автоматизации

Датчики, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, выполнены во взрывозащищенном исполнении с уровнем взрывозащиты, отвечающим требованиям ПУЭ.

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

Все датчики, приборы, исполнительные механизмы, монтируемые непосредственно на технологических площадках имеют соответствующее исполнение по условиям окружающей среды.

КИПиА, реализующие функции РСУ (распределенной системы управления) для контроля и управления технологическим процессом, рекомендуется использовать интеллектуальные с подключением по (в порядке понижения приоритета):

- Modbus RTU (для ЛСУ);
- 4-20 мА с поддержкой протокола HART (для конфигурирования, диагностики, техобслуживания);
- дискретные унифицированные сигналы 24 В (для искробезопасных цепей и цепей с необходимостью контроля целостности использовать выходной сигнал NAMUR).

КИПиА, входящие в контуры технологической защиты, должны подключаться физическими (жесткопроводными) линиями связи:

- 4-20 мА с поддержкой протокола HART (для конфигурирования, диагностики, техобслуживания);
- дискретные унифицированные сигналы 24 В (для искробезопасных цепей и цепей с необходимостью контроля целостности использовать выходной сигнал NAMUR).

Примечание: искробезопасные барьеры, усилители-преобразователи NAMUR и т.п. для сигналов, непосредственно передаваемых в вышестоящую систему управления, входят в комплект поставки.

В случае использования дискретных сигналов для обмена информацией электротехнической части с ЛСУ разделительные реле для контрольных цепей должны быть установлены в шкафу ЛСУ, силовые реле, пускатели и т.п. в электротехнических шкафах (кроме совмещенных решений).

Для измерения уровня в резервуарах применяются радарные уровнемеры, установленные на крышах. Для сигнализации предельных уровней применяются вибрационные сигнализаторы уровня.

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

Для местного измерения и индикации температуры применяются настраиваемые биметаллические термометры.

В качестве пожарных извещателей используются сертифицированные тепловые детекторы и датчики пламени (выбор в соответствии с СП 484.1311500.2020).

Для управления отсечной арматурой используются интеллектуальные электроприводы.

Все датчики, приборы, исполнительные механизмы, монтируемые непосредственно на технологических площадках, имеют соответствующее исполнение по условиям окружающей среды (ХЛ, от минус 60°C, взрывозащищенное исполнение при необходимости (предпочтительно Exia, иначе Exd), IP не менее 54).

Степень защиты оболочки приборов КИПиА, распределительных коробок и пр., включая кабельные вводы и заглушки, размещаемые на открытом воздухе, предусмотрена не ниже IP65, а для оборудования, размещаемого в обогреваемых шкафах и модульных зданиях, не ниже IP42 в соответствии с требованиями ГОСТ 14254-2015.

Для кабельных линий используются кабели для контрольно-измерительных приборов, с индивидуальными и общим экранами, гибкие, не распространяющие горение, малодымные (нг(A)-LS), предназначенный для групповой прокладки на объектах повышенной пожарной опасности, в исполнении для прокладки внутри и снаружи зданий, для эксплуатации при температуре окружающей среды от минус 60°C.

Для передачи сигналов противоаварийной защиты предусмотрены огнестойкие кабели для контрольно-измерительных приборов, многопарный, 500 В, каждая жила из скрученных медных проволок с изоляцией; с наружной оболочкой из пластика пониженной пожароопасности с низким дымо-газовыделением, с общим и индивидуальным экраном; рабочая температура от минус 60 до плюс 90°C; огнестойкий, подходящий для прокладки внутри и снаружи зданий, на кабельных лотках и в трубах, исполнение - "нг(A)-FRLS", сечением жил не менее 1 мм².

Проходы небронированных кабелей, защищенных и незащищенных проводов через несгораемые стены (перегородки) выполнены в отрезках труб, в коробах, проемах, комплектных кабельных проходках с последующей герметизацией легкоудаляемым негорючим материалом.

Экраны кабелей, прокладываемых во взрывоопасных зонах, заземляются только со стороны щитов управления во избежание образования контуров распространения помех.

6.2.2 Шкафы системы управления

Все шкафы управления существующие, спроектированы ранее (проекты 0133, 375) и имеют необходимые резервы ресурсов для новых подключений в рамках расширения. Все системные шкафы включают кроссовое оборудование. Цепи с напряжением 24 В постоянного тока, цепи напряжением 220 В переменного тока и искробезопасные цепи отделяются друг от друга. Все оборудование размещается в свободно стоящих шкафах, в которых также будут находиться блоки питания, автоматические выключатели, плавкие вставки, перемычки, платы и каркасы для установки печатных плат. Каждый шкаф относится к стандартному типу серийно выпускаемых шкафов, обычно с размерами (ШхГхВ) 600(1200)х800х2000 мм, вместе с боковыми панелями. Шкафы пригодны для верхнего или нижнего ввода кабелей и рассчитаны на доступ с передней стороны. Во всех шкафах установлены дополнительные принадлежности, блоки питания, стойки, провода, кабелепроводы и т.д., обеспечивающее увеличение числа входов/выходов на 20%. В соответствии с требованиями компоненты должны электрически соединяться с каркасом шкафа помощью монтажных винтов или плетеных проводников электрического соединения. Для дверей, боковых панелей и пластин с уплотнениями будет использован отдельный проводник заземления. В шкафах должны будут предусмотрены светильники, питаемые от напряжения 220 В переменного тока и загорающиеся при открывании двери, а также система охлаждения шкафов.

Для внутренней проводки панелей обычно предполагается использовать витые проводники из тонких луженых медных жил в огнестойкой изоляции (рассчитанной на напряжение минимум 300 В). Минимальное сечение провода составляет 1 мм². Провода будут логически сгруппированы и подведены к разъемам, которые будут четко маркироваться с использованием долговечных пластиковых бирок, на которых указывается местоположение и номер разъема, к которому идет провод. Провода прокладываются в огнестойких и выделяющих мало дыма при горении открытых кабелепроводах. В кабелепроводах будет предусмотрена резервная емкость не менее 25%. Для удобства выполнения повторного подключения будет оставлена достаточная дополнительная длина кабеля, сложенного аккуратной петлей. Все проводники заземления подключаются непосредственно к соответствующей шине. Все провода сечением до 1,5 мм² подключаются с использованием обжимных изоляционных трубок и маркируются с помощью долговечных маркеров для проводов. Для проводов сечением свыше 1,5 мм² могут использоваться обжимные наконечники.

Для шкафов будут использованы отдельные системы заземления. По всей ширине каждого шкафа или панели со стороны вводов кабелей будет установлена медная шина заземления, которая на каждом конце она снабжается винтовыми соединениями для подключения кабеля заземления.

Проектом будут обеспечены требования электромагнитной совместимости и защищенности.

6.2.3 Диагностирование оборудования

Применяемые контроллеры, смежные микропроцессорные системы управления имеют собственные средства диагностики. Информация о состоянии оборудования передается на сервер.

Кроме диагностирования отказов и неисправностей, диагностика включает автоматический контроль наличия питания на основных модулях и устройствах системы, а также контроль работоспособности цифровых каналов связи и коммуникационного оборудования.

Диагностирование может осуществляться автоматически или по запросу пользователя. Основные отказы технических средств или их функциональных узлов могут диагностироваться без использования дополнительной аппаратуры.

6.2.4 Синхронизация времени

Синхронизация времени в системе производится средствами SCADA с сервера АСУТП.

6.3 Размещение и монтаж приборов, трубных и электрических проводок

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

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

Все электрические проводки выполняются контрольным кабелем с медными жилами. Для измерительных и искробезопасных 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.

Вне помещений кабели прокладываются по проектируемым эстакадам на лотках и в коробах, а также в траншее.

Электропроводки систем автоматизации выполняются в отдельных лотках, коробах и трубах для:

- цепей питания, управления и сигнализации ~220 В;
- дискретных цепей 24 В;
- аналоговых цепей 4-20 мА;
- для искробезопасных цепей.

Импульсные трубные проводки от мест отбора давления до датчиков выполняются трубой стальной бесшовной или импульсными линиям Поставщика приборов с мембранными разделителями.

6.4 Питание технических средств системы управления

Электропотребители системы автоматики, оборудование АСУТП относятся к особой группе I категории по надежности электроснабжения. В соответствии с требованиями ПУЭ, 7 издание электроприемники особой группы I категории должны дополнительно обеспечиваться электроэнергией от независимого взаимно резервирующего источника питания.

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. Эти источники бесперебойного питания устанавливаются непосредственно в ШУ (в рамках данного проекта используются существующие).

При пропадании основного электропитания ИБП обеспечит функционирование систем ЛСУ и РСУ не менее 1 часа (для ПЛК ТМ не менее 2 часов).

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

Описание применяемых технических средств приведено в разделе 6.2 «Решения по комплексу технических средств».

Предлагаемый состав оборудования приведен в приложении Б.

Вся аппаратура является серийно выпускаемой продукцией и имеет сертификаты соответствия.

6.5 Решения по информационному обеспечению

Все решения по информационному обеспечению соответствуют принятым для существующей АСУТП с учетом принципа расширения (масштабирования).

6.6 Решения по метрологическому обеспечению

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, предусмотренной законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений, в том числе при выполнении работ и оказании

услуг по обеспечению единства измерений, выполняются в соответствии с требованиями Федерального закона РФ «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008г. № 102-ФЗ.

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

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

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

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

Алгоритмы, программное обеспечение СИ, контроллеров, измерительных систем, связанные с обработкой измерительной информации, соответствуют требованиям ГОСТ Р 8.654-2015, Р 50.2.077-2014.

Все 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 несанкционированной настройки и вмешательства, которые могут привести к искажениям результатов измерений.

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

Все СИ имеют заводские, серийные номера или другие буквенно-цифровые обозначения, однозначно идентифицирующие каждый экземпляр СИ. Место, способ и форма нанесения номера 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 верхний предел диапазона измерения рабочего давления находился во второй трети шкалы.

Все СИ соответствуют климатическим условиям эксплуатации оборудования с учетом абсолютного минимума и максимума температур, и при необходимости, размещаются в обогреваемых термошкафах или термочехлах.

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

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 средств измерений в соответствии с СТО ИНТИ S.90.6-2022 «Требования к оборудованию КИП и А. Общие технические требования».

Типы поставляемого оборудования и средств измерений должны быть согласованы с Генпроектировщиком и Заказчиком на этапе тендерных процедур.

Все средства измерений имеют разрешительную и эксплуатационную документацию на русском языке.

При поставке в комплект документации на СИ будет включена следующая действующая документация (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.
- руководство пользователя по программному обеспечению (сбора и обработки данных по расходу и программы для калибровки и настройки расходомера).
- руководство по настройке интерфейсов канала связи для расходомера (описание регистров клиентского интерфейса);

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

6.6.1 Метрологическое обеспечение АГЗУ

Измерительная установка удовлетворяет требованиям Постановления Правительства РФ от 16.11.2020г. №1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений», ГОСТ Р 8.1004-2021 «ГСИ. Системы измерений количества и параметров нефти в нефтегазоводяной смеси и измерительные установки. Метрологические и технические

требования», ГОСТ Р 8.1016-2022 «ГСИ. Измерения количества добываемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования», а также требованиям методического документа М-01.07.00-02 «Технические требования к измерительным установкам количества углеводородной смеси при учете извлекаемых природных ресурсов на скважине».

Метрологические характеристики ИУ соответствуют требованиям ГОСТ Р 8.1004-2021, ГОСТ Р 8.1016-2022, Постановления Правительства РФ от 16.11.2020г. №1847.

Применяемые АГЗУ внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФИФОЕИ), имеют сертификаты (свидетельства) об утверждении типа с описанием типа и прошли испытания в целях утверждения типа в соответствии с Приказом Минпромторга России от 28.08.2020г. №2905.

АГЗУ будут поверены в соответствии с требованиями Приказа Минпромторга России от 31.07.2020г. №2510 и утвержденными методиками поверки, иметь действующие свидетельства о поверке (сведения о результатах поверки в ФИФОЕИ) со сроком действия свидетельства о поверке не менее 2/3 межповерочного интервала момент начала пуско-наладочных работ (ПНР).

На АГЗУ будут разработаны, утверждены, аттестованы методики измерений в соответствии с ГОСТ Р 8.563-2009, ГОСТ Р 8.910-2016.

Проектная документация на АГЗУ пройдет метрологическую экспертизу в аккредитованной организации (при необходимости).

Программное обеспечение, применяемое в АГЗУ, соответствует требованиям ГОСТ Р 8.654-2015, будет проверено в ходе проведения испытаний в целях утверждения типа в соответствии с МИ 3650-2022, Р 50.2.077-2014.

Для исключения несанкционированного доступа предусматривается 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.).

АГЗУ обеспечивает сбор, обработку, проведение вычислений и передачу информации о текущем состоянии АГЗУ и ее составляющих, а также о текущих параметрах технологического процесса.

АГЗУ и оборудование имеют действующие сертификаты соответствия ТР ТС 010/2011 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования».

Комплект документации измерительной установки и СИ:

- свидетельство (сертификат) об утверждении типа АГЗУ и СИ, входящих в состав АГЗУ, с описанием типа (сведения об утвержденных типах СИ и АГЗУ, внесенные в ФИФОЕИ);
- сертификат соответствия ТР ТС 012/2011 (для СИ и оборудования, применяемых во взрывоопасных зонах);
- сертификат соответствия ТР ТС 010/2011 (для оборудования);
- сведения о результатах поверки АГЗУ и СИ, входящих в состав АГЗУ, внесенные в ФИФОЕИ (ФГИС «АРШИН») и свидетельство о поверке ИУ 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, срок действия не менее 2/3 межповерочного интервала на момент начала пуско-наладочных работ (ПНР);
- методика поверки АГЗУ и СИ, входящих в состав АГЗУ;
- заводской паспорт 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;
- положительное заключение метрологической экспертизы на проект АГЗУ (при необходимости);
- положительное заключение экспертизы промышленной безопасности на проект измерительной установки (при необходимости);
- акты проверок герметичности запорной арматуры, соединительных линий системы.
- разрешение/уведомление территориального органа Роспотребнадзора об использовании источника ионизирующего излучения;
- 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);
- программа и методика испытаний АГЗУ по ГОСТ 34.201-2020;
- руководство оператора АГЗУ, ПО с необходимыми файлами на CD;
- при необходимости, в комплект поставки должны быть включены соответствующие инструменты и вспомогательные оборудование (калибраторы, HART-коммуникаторы) и программное обеспечение для конфигурации и настройки, ЗИП.

6.7 Решения по программному обеспечению

Все решения по программному обеспечению соответствуют решениям, принятым для существующей АСУТП с учетом принципа расширения (масштабирования).

6.7.1 Состав и функции программного обеспечения

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;
- офисный пакет;
- 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.

6.7.2 Средства и языки программирования

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

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

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

6.7.3 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 будут реализованы посредством языков стандарта IEC-61131.

6.7.4 Система защиты и уровни доступа

Для получения доступа к системе управления используются аутентификация пользователя при загрузке программы. После успешной аутентификации открывается рабочий набор окон для мониторинга и управления технологическим процессом. В случае неуспешной аутентификации программа закрывается.

Каждый пользователь наделяется определённым набором прав в зависимости от служебных функций. Также для пользователей настраиваются фильтры объектов, к которым открыт доступ.

6.7.5 Решения по организации операторского интерфейса

Все решения по операторскому интерфейсу соответствуют решениям, принятым для существующей АСУТП с учетом принципа расширения (масштабирования) путем включения новых видеокадров (мнемосхем).

Операторский интерфейс имеет защиту от несанкционированного доступа к функциям системы, к функциям операционной системы, приложениям операционной системы.

Данные решения используются и для переносных пультов оператора на базе портативных ПК для местного подключения к ПЛК в случае необходимости.

6.8 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 Описание автоматизируемых функций

7.1 Коммуникационные функции

Коммуникационные функции АСУТП включают в себя весь набор функций обмена данными между компонентами и подсистемами АСУТП.

Коммуникационные функции осуществляются посредством коммуникационных интерфейсов между компонентами АСУТП (на физическом уровне) и протоколов обмена (на логическом уровне).

К первой группе коммуникационных функций относится получение технологических данных.

Ко второй группе коммуникационных функций относится передача на нижестоящий уровень:

- команд дистанционного управления основным и вспомогательным оборудованием;
- технологических уставок режимов работы основного и вспомогательного оборудования.

К третьей группе коммуникационных функций относится организация информационного взаимодействия автоматизированного рабочего места оператора и контроллеров системы управления.

Эта группа коммуникационных функций обеспечивается базовым программным обеспечением контроллеров и АРМ.

Решения по реализации данных функций выполняются на принципах расширения (масштабирования) существующих решений АСУТП ЦПС.

7.2 Информационные функции

7.2.1 Функции сбора и первичной обработки информации

Функции сбора информации включают сбор информации:

- о технологических параметрах;
- о состоянии технологического оборудования;
- о режимах работы технологического оборудования;
- о режимах работы и состоянии средств автоматизации.

Эти функции частично пересекаются с коммуникационными функциями АСУТП. Однако функции сбора информации включают получение данных от датчиков (в виде аналогового или дискретного сигнала), первичную обработку и доставку ее:

- в устройство удаленного ввода/вывода и далее в контроллер сети распределенного ввода/вывода;
- в контроллеры сети распределенного ввода/вывода.

Функции первичной обработки информации включают в себя:

- сглаживание и фильтрацию мгновенных значений;
- оцифровку (преобразование аналогового сигнала в цифровой вид);
- проверку на достоверность по предельным (физическим и технологическим) значениям, скорости изменения параметра и т.п.

Функции первичной обработки информации реализуются посредством комплекса задач сбора и обработки информации существующим и расширяемым (масштабируемым) оборудованием существующей СДКУ АСУТП ЦПС проекта 0133.

7.2.2 Функции отображения

Функции отображения включают в себя:

- отображение мнемосхем;
- отображение значений технологических параметров;
- отображение выхода за пределы аварийных и предупредительных технологических

уставок параметров;

- отображение аварийных и предупредительных сигналов о работе основного и вспомогательного оборудования;
- отображение сигналов изменения состояния технологического оборудования;
- отображение аварийных сигналов о состоянии технических средств АСУТП.

Функции отображения реализуются посредством человеко-машинного интерфейса (ЧМИ). Решения по реализации ЧМИ для вновь проектируемых объектов выполняются на принципах расширения (масштабирования) существующей СДКУ АСУТП ЦПС проекта 0133.

7.2.3 Функции формирования аварийной и предупредительной

К первой группе функции формирования аварийной и предупредительной сигнализации относится формирование сигналов выхода значений технологических параметров за пределы аварийных или предупредительных технологических уставок.

Функции этой группы реализованы:

- на аппаратном уровне (физические сигналы от датчиков-сигнализаторов);
- на уровне устройства удаленного ввода/вывода и контроллеров сети распределенного ввода/вывода (сравнение значения параметра с технологическими уставками).

Ко второй группе относятся функции формирования аварийных и предупредительных сигналов:

- о нарушении режимов работы технологического оборудования;
- выхода значений расчетных параметров за пределы аварийных или предупредительных технологических уставок.

Функции этой группы реализуются на уровне устройств удаленного ввода/вывода, контроллеров сети распределенного ввода/вывода.

Аварийные и предупредительные сигналы о нарушении режимов работы технологического оборудования формируются:

- путем сравнения значений технологических параметров с уставками;
- путем сравнения положения (состояния) технологического оборудования с заданным.

К третьей группе относится формирование аварийных и предупредительных сигналов о состоянии технических средств АСУТП.

Функции этой группы реализуются аппаратно или на уровне базового программного обеспечения компонента АСУТП средствами самодиагностики.

Решения по реализации аварийно-предупредительной сигнализации для вновь проектируемых объектов выполняются на принципах расширения (масштабирования) существующей СДКУ АСУТП проекта 0133.

7.2.4 Функции регистрации событий, аварийных сообщений и значений параметров

К первой группе функций относятся функции регистрации следующих событий:

- выход за предупредительную уставку значений технологических и расчетных параметров;
- нарушение или штатное изменение режима работы технологического оборудования (классифицируемое как предупредительное);
- нарушение или штатное изменение режима работы оборудования системы

управления (классифицируемое, как предупредительное);

- действия диспетчера.

Функции этой группы реализуются на сервере ввода/вывода в виде протокола событий.

Ко второй группе относятся функции:

- выход за аварийную уставку значений технологических и расчетных параметров;
- аварийное нарушение режима работы технологического оборудования;
- аварийное нарушение режима работы или отказ оборудования системы управления.

Функции этой группы реализуются на сервере базы данных в виде журнала событий и аварий.

К третьей группе относится функция регистрации значений технологических и расчетных параметров.

Целью выполнения данной функции является долговременное хранение данных для дальнейшего анализа.

Функция реализуется на сервере ввода/вывода в виде архивной базы данных.

Решения по регистрации событий, аварийных сообщений и значений параметров для вновь проектируемых объектов выполняются на принципах расширения (масштабирования) существующей СДКУ АСУТП проекта 0133.

7.3 Функции дистанционного управления и регулирования

7.3.1 Функции дистанционного управления по команде оператора и диспетчера

Функции дистанционного управления по команде оператора и диспетчера включают:

- дистанционное управление технологическим оборудованием;
- запуск алгоритмов автоматизированного управления (включая аварийные алгоритмы);
- задание уставок регулирования, границ технологического контроля.

Функции дистанционного управления по команде оператора реализуются на АРМ посредством человеко-машинного интерфейса.

Видеокадры (мнемосхемы) ЧМИ для вновь проектируемых объектов выполняются на принципах расширения (масштабирования) существующей СДКУ АСУТП проекта 0133.

7.3.2 Функции автоматического управления из алгоритмов

Функции управления из алгоритмов АСУТП включают управление оборудованием:

- при задании (изменении) режима работы;
- по команде, сформированной в ходе выполнения алгоритма.

7.4 Функции автоматической защиты технологического оборудования

Функции автоматических защит включают в себя:

- функции автоматических защит объектов кусты скважин, линейные сооружения;
- функции автоматических защит оборудования (технологические защиты).

Общая аварийная защита разделена на различные уровни в зависимости от масштабов нештатной ситуации. Останов конкретного технологического оборудования (уровень 4) и останов технологической установки (уровень 3) выполняются системой технологического останова, а аварийный останов (уровень 2) и полный останов технологического объекта (уровень 1) управляются напрямую от системы противоаварийной защиты (ПАЗ). Выполнение останова на каком-либо уровне автоматически инициирует останов более низких уровней.

При срабатывании общих аварийных защит запрещаются действия всех блокировок и переключения по автоматическому включению резерва, противоположные действию защиты.

Технологические аварийные защиты срабатывают на уровне агрегатов. Уставки защит, формируемых по сигналам аналоговых датчиков, имеют возможность программной настройки.

Формирование уставок защит от датчиков-сигнализаторов устанавливаются посредством настройки данных датчиков.

Приложение А

Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

1. Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 69-ФЗ О пожарной безопасности.
2. Федеральный закон от 26.06.2008 г. № 102-ФЗ Об обеспечении единства измерений.
3. Федеральный закон от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ О промышленной безопасности опасных производственных объектов.
4. Федеральный закон от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
5. Федеральный закон от 30.12.2009-г. №384-ФЗ Технический регламент о безопасности зданий и сооружений.
6. Постановление Правительства Российской Федерации от 31.10.2009г. № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации».
7. Постановление Правительства Российской Федерации от 16.11.2020г. № 1847 «Об утверждении перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений».
8. Приказ Министерства промышленности и торговли Российской Федерации 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».
9. Приказ Министерства промышленности и торговли Российской Федерации от 31.07.2020г. № 2510 «Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке» и утвержденными нормативными документами по поверке, указанными в описаниях типа к СИ».
10. Технический регламент Таможенного Союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования».
11. Технический регламент Таможенного Союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».
12. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 533 Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».
13. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 г. № 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
14. ГОСТ 2405-88 Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры. Общие технические условия.
15. ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений. Методики (методы) измерений.
16. ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения.

17. ГОСТ Р 8.654-2015 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к программному обеспечению средств измерений. Основные положения.
18. Р 50.2.077-2014 Государственная система обеспечения единства измерений. Испытания средств измерений в целях утверждения типа. Проверка обеспечения защиты программного обеспечения.
19. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
20. ГОСТ 12.1.010-76. Взрывобезопасность. Общие требования.
21. ГОСТ 12.3.002-2014 Система стандартов безопасности труда. Процессы производственные. Общие требования безопасности.
22. 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.
23. ГОСТ 19.701-90 (ИСО-5807-85) Единая система программной документации. Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Обозначения условные и правила выполнения
24. ГОСТ 21.208-2013 Система проектной документации для строительства. Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах
25. ГОСТ 22782.3-77. Электрооборудование взрывозащищенное со специальным видом взрывозащиты. Технические требования и методы испытаний.
26. ГОСТ 24.104-2023. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования.
27. ГОСТ 30804.4.2-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электростатическим разрядам. Требования и методы испытаний
28. ГОСТ 30804.4.3-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю. Требования и методы испытаний
29. ГОСТ 30804.4.4-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Требования и методы испытаний
30. ГОСТ 30852.10-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 11. Искробезопасная электрическая цепь i.
31. ГОСТ 30852.13-2002 Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок).
32. ГОСТ 31610.10-1-2022 Взрывоопасные среды. Часть 10-1. Классификация зон. Взрывоопасные газовые среды. Взрывоопасные среды. Часть 10-1. Классификация зон. Взрывоопасные газовые среды.
33. ГОСТ 34.201-2020 Информационные технологии (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем
34. ГОСТ Р 59793-2021. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания.
35. ГОСТ 34.602-2020 Информационные технологии (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы
36. ГОСТ Р 50571.4.41-2022 Электроустановки низковольтные. Часть 4-41. Защита для обеспечения безопасности. Защита от поражения электрическим током
37. ГОСТ 31610.0-2019 Взрывоопасные среды. Часть 0. Оборудование. Общие требования
38. ГОСТ Р 52350.14-2006 Электрооборудование для взрывоопасных газовых сред. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных

- выработок).
39. ГОСТ Р МЭК 60073-2000. Интерфейс человеко-машинный. Маркировка и обозначения органов управления и контрольных устройств. Правила кодирования информации.
 40. ПУЭ (Правила устройства электроустановок, шестое издание 1985 г. с изменениями и седьмое издание 1999...2003 г.г.).
 41. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности.
 42. СП 3.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности.
 43. СП 484.1311500.2020 Системы противопожарной защиты. Системы пожарной сигнализации и автоматизация систем противопожарной защиты. Нормы и правила проектирования
 44. СП 485.1311500.2020 Системы противопожарной защиты. Установки пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования.
 45. СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха.
 46. СП 76.13330.2016 Электротехнические устройства.
 47. СП 77.13330.2016 Системы автоматизации.

Приложение Б

Сведения о ссылочных документах



**МИНИСТЕРСТВО РЕГИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(МИНРЕГИОН РОССИИ)**

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ»
(ФГУ «ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗА РОССИИ»)**

Санкт-Петербургский филиал

УТВЕРЖДАЮ

Начальник

И.В. Бурьгина

« 12 » августа 2010 г.



**ПОЛОЖИТЕЛЬНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ
ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ № 395-10/СПЭ-1031/02**

(№ в Реестре 00-1-4-3069-10)

Объект капитального строительства
Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок № 3),
Ненецкий автономный округ, Заполярный район.

Объект государственной экспертизы
Проектная документация «Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения
ЦХП (блок № 3) на период пробной эксплуатации».

Проектная документация и результаты инженерных изысканий

Рахубо Е.Б./СПЭ-1031

Рисунок Б.1 - Титульный лист положительного заключения ГГЭ
по проекту 0133.



МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-
КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(МИНСТРОЙ РОССИИ)

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АВТОНОМНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ»
(ФАУ «ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗА РОССИИ»)

Санкт-Петербургский филиал

УТВЕРЖДАЮ

Начальник



И.В. Бурьгина

«24» июня 2016 г.

**ПОЛОЖИТЕЛЬНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ
ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ № 268-16/СПЭ-3902/02**

(№ в Реестре 00-1-1-3-2005-16)

Объект капитального строительства
Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок № 3)
на период полного развития
Ненецкий автономный округ, Архангельская область

Объект государственной экспертизы
Проектная документация «Обустройство Западно-Хоседаюского
месторождения ЦХП (блок № 3) на период полного развития»

Проектная документация и результаты инженерных изысканий

Сафронов/СПЭ-3902

Рисунок Б.2 - Титульный лист положительного заключения ГГЭ
по проекту 0375



МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-
КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(МИНСТРОЙ РОССИИ)

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АВТОНОМНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ»
(ФАУ «ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗА РОССИИ»)

Санкт-Петербургский филиал

УТВЕРЖДАЮ

Начальник

И.В. Бурягина

«24» ноября 2017 г.



**ПОЛОЖИТЕЛЬНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ
ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ № 434-17/СПЭ-4425/02**

(№ в Реестре 00-1-1-3-3138-17)

Объект капитального строительства
«Обустройство Западно-Хоседаюского месторождения ЦХП (блок №3) на
период полного развития. Расширение системы ППД и обустройство кустовой
площадки № 12»

(РФ, Архангельская область, Ненецкий автономный округ, муниципальный
район «Заполярный район», Западно-Хоседаюское нефтяное месторождение)

Объект государственной экспертизы
Проектная документация и результаты инженерных изысканий

Сафронов/СПЭ-4425

Рисунок Б.3 - Титульный лист положительного заключения ГГЭ
по проекту 497

Приложение В

Типовые планы размещения КИПиА

План устья скважины на кусте (левое исполнение)

План устья скважины на кусте (правое исполнение)

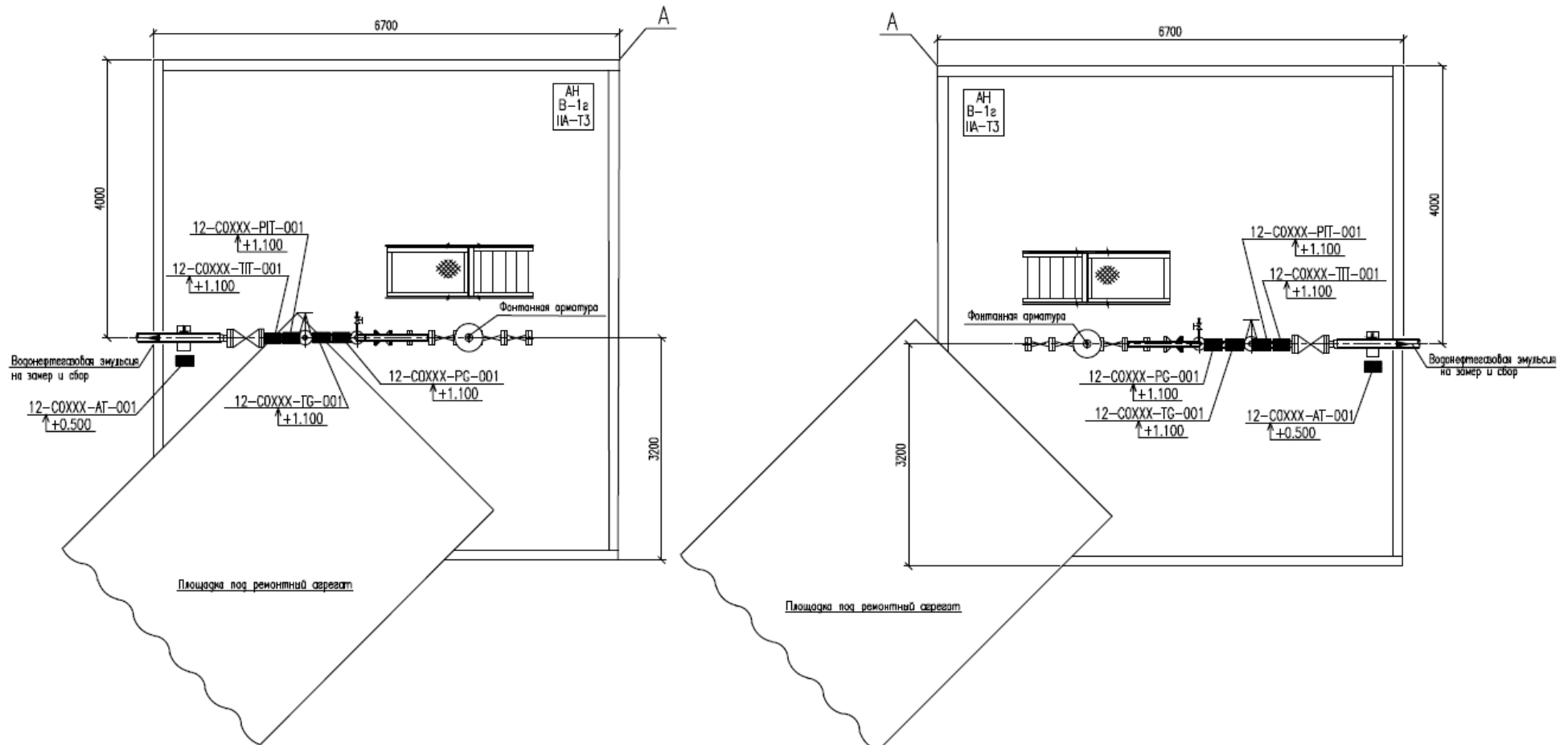
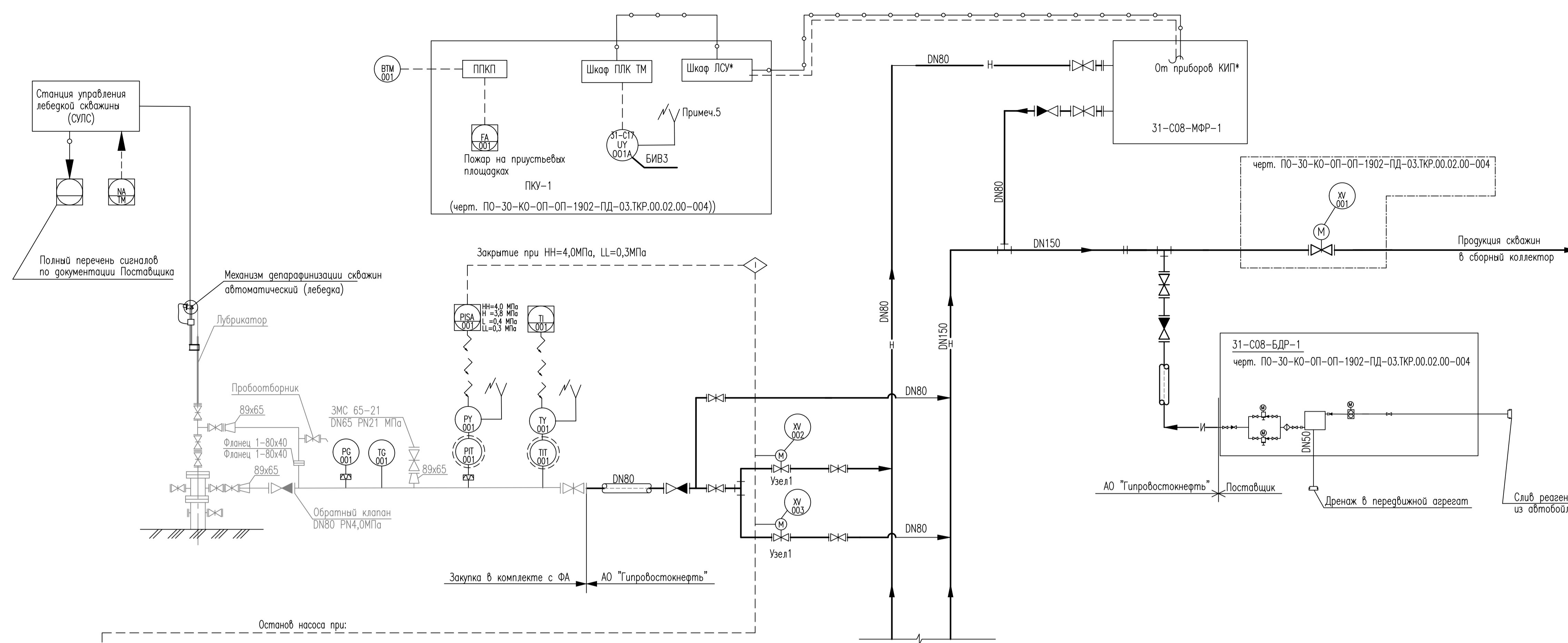


Рисунок В.1 – Типовое размещение КИПиА на устьях скважин кустовой площадки

Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
31-C08-38NN	Фонтанная арматура скважин	1		
31-C08-MFP-1	Многофазный расходомер	1	PN=4,0 МПа	
31-C08-BDP-1	Блок дозирования реагента	1	Q=10л/ч, PN=4,0 МПа	
МДСА	Механизм дегидратации скважин автоматический (лебедка)	1		

ПОЗ.	ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ.	МАССА ЕД. КГ.	ПРИМЕЧ.
ТП-001		Датчик температуры	1		
PG-001		Манометр показывающий с гидрозатворением	1		
PI-001		Датчик давления	1		
TG-001		Термометр показывающий в комплекте с защитной гильзой	1		
BTM-001		Ручной пожарный извещатель	1		
PY-001 TY-001	БИВ2-UART	Блок интерфейсный, взрывозащищенный	2		
UY-001A	БИВ3-ISM868	Блок интерфейсный, взрывозащищенный	1		



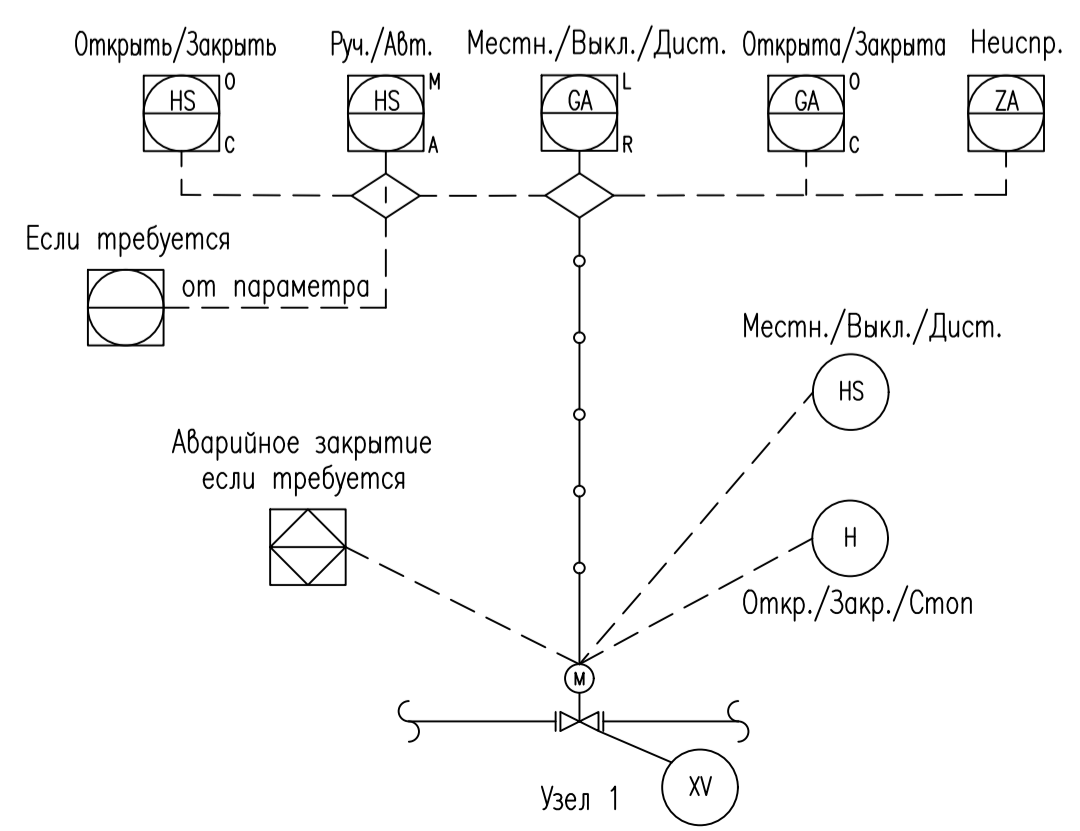
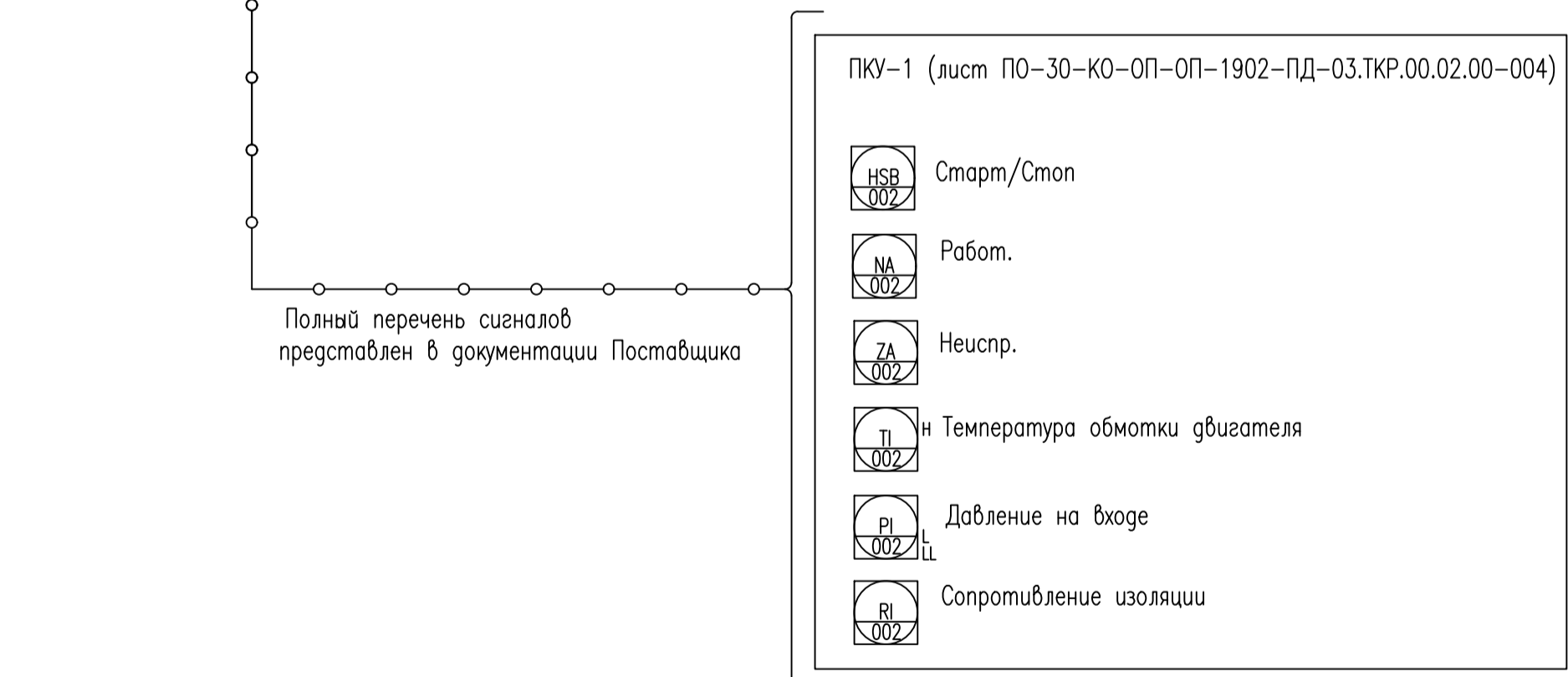
- Останов насоса при:
- 1) при $HN=4,0$ МПа в выкидном трубопроводе скважин (по поз. PI-001);
при $LL=0,3$ МПа в выкидном трубопроводе скважин (по поз. PI-001);
 - 2) при 50% НКПРП в БДР-1;
 - 3) при пожаре в БДР-1 .
 - 4) при $HN=4,0$ МПа в трубопроводе на выходе с куста (по поз. PI-001, лист 4);
при $LL=0,3$ МПа в трубопроводе на выходе с куста (по поз. PI-001, лист 4);

ТАБЛИЦА ПРИМЕНИМОСТИ

N скважины	Индекс в позиции приборов	Термометр показывающий TG	Датчик температуры ТП	Манометр показывающий PG	Датчик давления PI	Ручной пожарный извещатель BTM	Переключающая арматура	Блок интерфейсный. БИВ2	Блок интерфейсный. БИВ3	Этапы строительств.
Куст N8-бис (5 проектируемых скважин)										
3811	31-C0811	TG-001	ТП-001	PG-001	PI-001	-	XV-002, XV-003	PY-001, TY-001	UY-001A	2 этап
3812	31-C0812	TG-001	ТП-001	PG-001	PI-001	-	XV-004, XV-005	PY-001, TY-001	-	3 этап
3814	31-C0814	TG-001	ТП-001	PG-001	PI-001	-	XV-006, XV-007	PY-001, TY-001	-	4 этап
3815	31-C0815	TG-001	ТП-001	PG-001	PI-001	-	XV-008, XV-009	PY-001, TY-001	-	5 этап
3816	31-C0816	TG-001	ТП-001	PG-001	PI-001	BTM-001	XV-010, XV-011	PY-001, TY-001	-	6 этап
Куст N17 (6 проектируемых скважин)										
31701	31-C1701	TG-001	ТП-001	PG-001	PI-001	-	XV-002, XV-003	PY-001, TY-001	UY-001A	7 этап
31702	31-C1702	TG-001	ТП-001	PG-001	PI-001	-	XV-004, XV-005	PY-001, TY-001	-	8 этап
31703	31-C1703	TG-001	ТП-001	PG-001	PI-001	-	XV-006, XV-007	PY-001, TY-001	-	9 этап
31704	31-C1704	TG-001	ТП-001	PG-001	PI-001	-	XV-008, XV-009	PY-001, TY-001	-	10 этап
31705	31-C1705	TG-001	ТП-001	PG-001	PI-001	-	XV-010, XV-011	PY-001, TY-001	-	11 этап
31707	31-C1707	TG-001	ТП-001	PG-001	PI-001	BTM-001	XV-012, XV-013	PY-001, TY-001	-	12 этап

1. Условные обозначения приборов и средств автоматизации приведены на листе ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-001.
2. Схема автоматизации, спецификация представлены для одной типовой добывающей скважины. Для скважин, перечисленных в таблице применимости, схема автоматизации и спецификации аналогичны, с учетом позиционных обозначений приборов по таблице применимости.
3. Останов насоса УЭЦН при пожаре и/или 50% НКПРП в:
- проектируемом блоке БДР-1 (лист 4) - для куста N8-бис;
- проектируемом блоке БДР-1 (лист 4) - для куста N17;
4. * Поставляется комплектно с многофазным расходомером.
5. Для сбора и хранения информации с удаленных БИВ2 (поз. PY-001, TY-001), в ПКУ-1 предусмотрено расположение базовой станции поз. UY-001A (БИВ3).

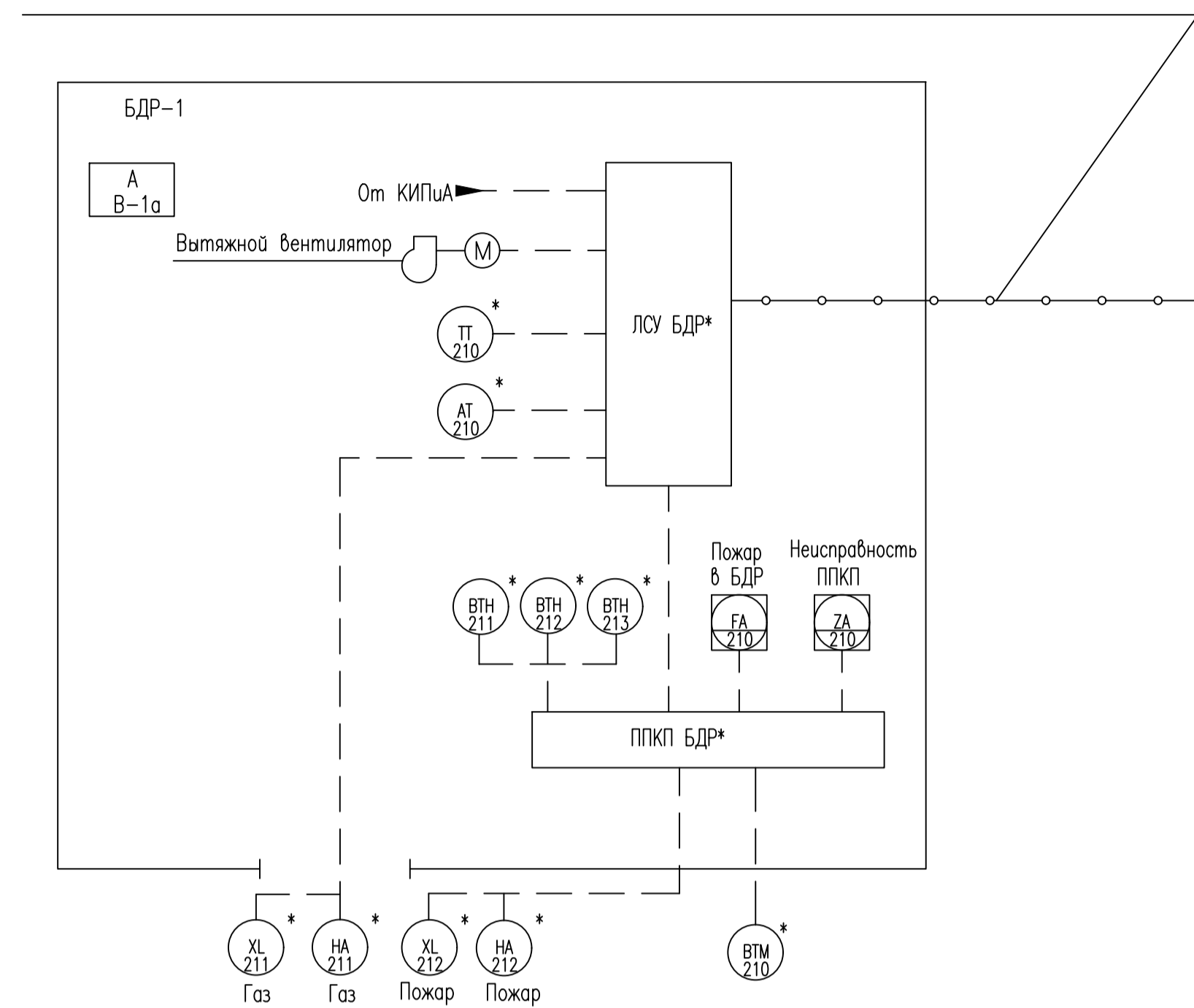
В связи со значительными изменениями весь чертеж переделан.



ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-003				
01	-	Зам.	10059-24	24.11.25
Изм.	Кол.ч.	Лист	№рек.	Дата
Разраб.	Петрова			24.11.25
Проверил	Зоркина			24.11.25
Гл.спец.	Чернов			24.11.25
Н.контр.	Полякина			24.11.25
ГИП	Шаповалов			24.11.25
Обустройство кустовых площадок NN 8-бис, 17 Западно-Хосегаоского нефтяного месторождения ЦП (блок N3) им. Д. Седзихо и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов				
Скважина добывающая. Схема автоматизации функциональная				
Стация	Лист	Листов		
П		1		

- При достижении порога загазованности 10% НКПРП поз. АТ-210 - включение вытяжного вентилятора, звуковая и световая сигнализация;
- При достижении порога загазованности 50% НКПРП поз. АТ-210 - отключение насосов БДР, отключение всех электропотребителей, звуковая и световая сигнализация. Отключение ЭЦН (черт.ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-003),
Закрытие 31-С08-ХV-001.
- При возникновении пожара в БДР - отключение вентиляции, отключение насосов БДР, закрытие 31-С08-ХV-001 (для куста N8-бис),
закрытие 31-С17-ХV-001 (для куста N17), отключение ЭЦН (черт.ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-003), звуковая и световая сигнализация.

- Сигналы от/к КИПиА, шкафов (щитов) управления:
- присутствия площадок добывающих скважин (лист ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-003);
 - станций управления ЭЦН (лист ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-003);
 - СУПС (лист ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-003);
 - КТП-1



В ПЛК ТМ (прим. 3)

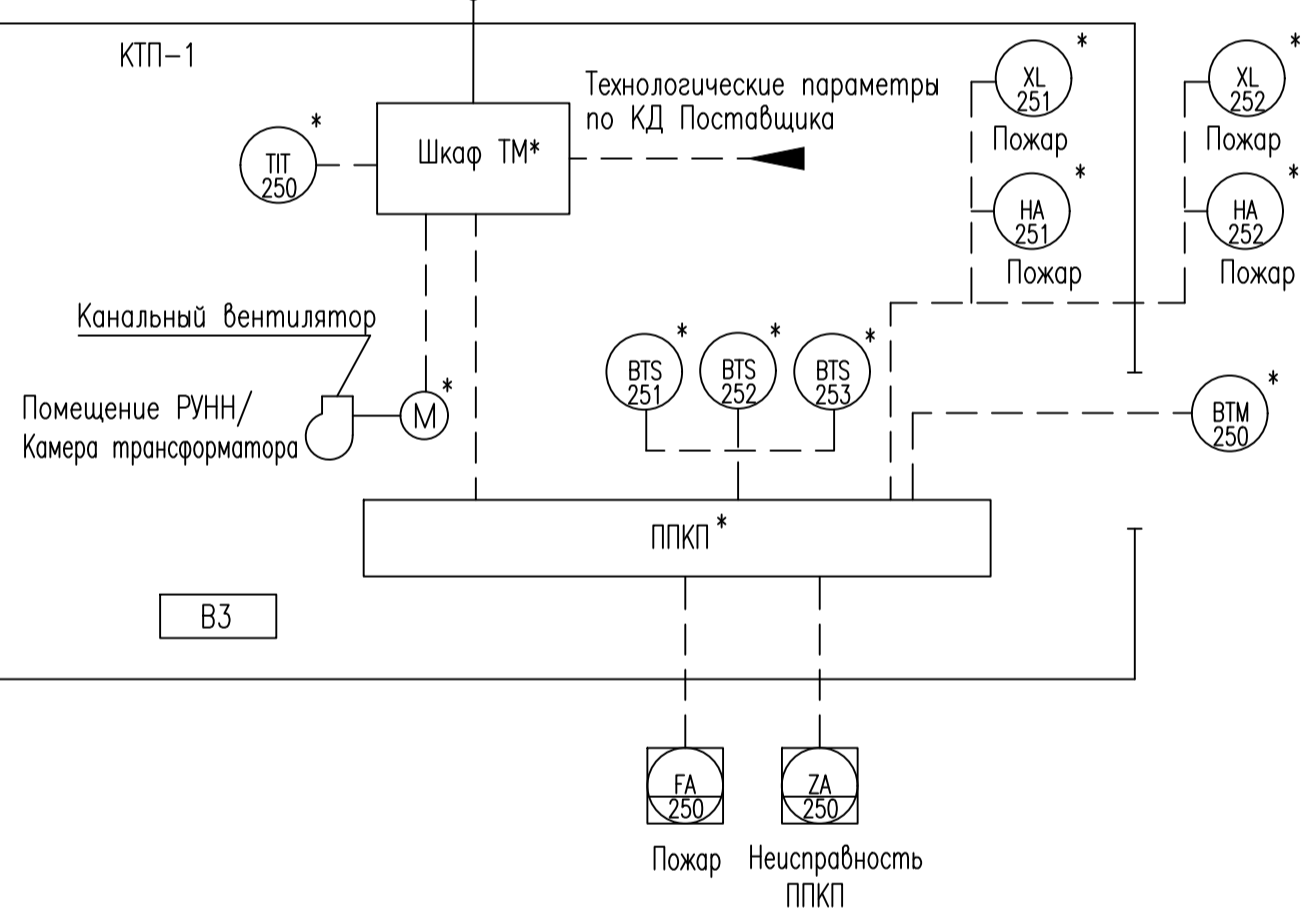


ТАБЛИЦА ПРИМЕНИМОСТИ 1

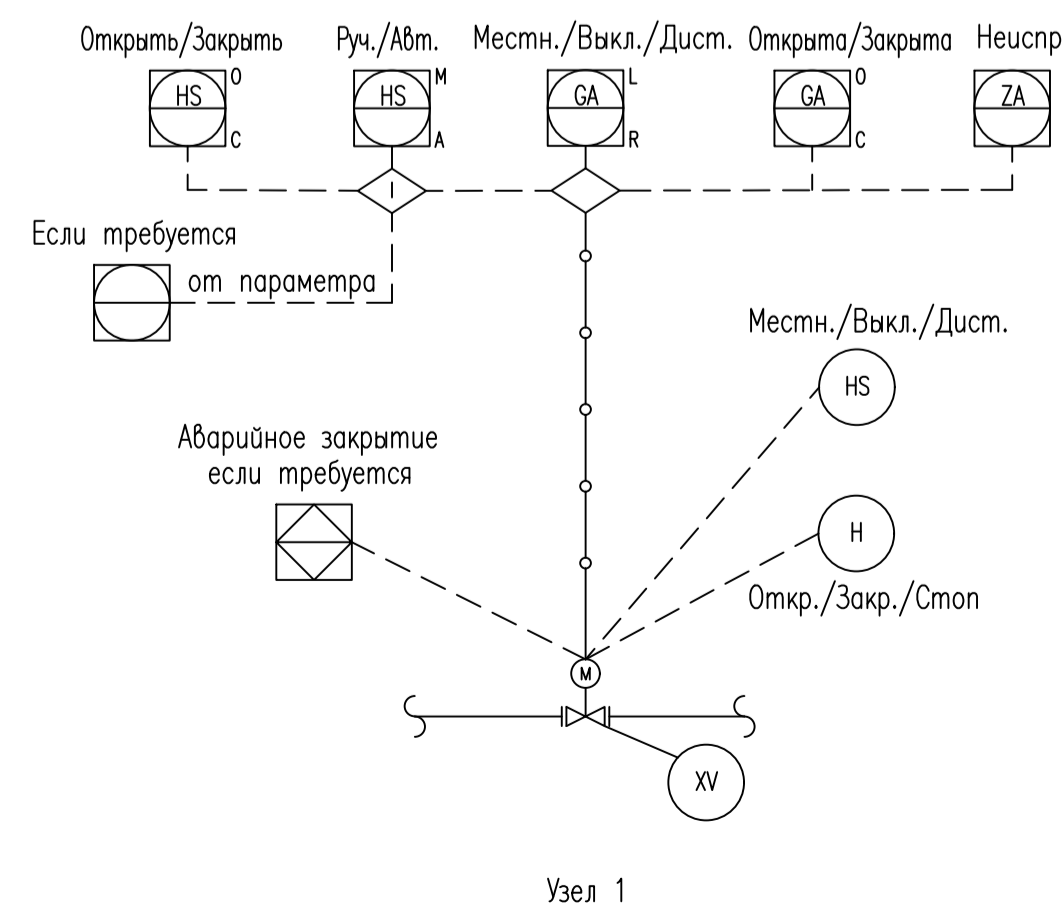
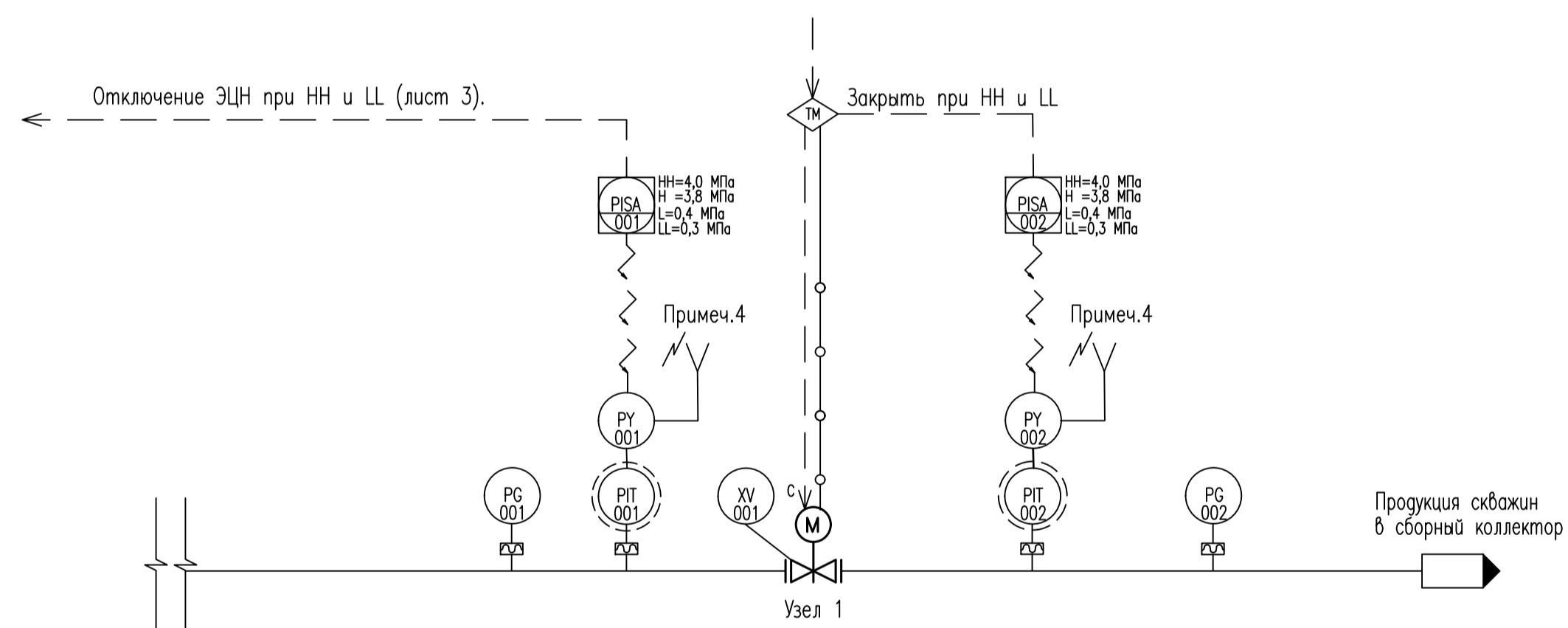
N куста/площадки	Индекс в позиции оборудования	Оборудование	Индекс в позиции приборов	Датчик температуры	Датчик обнаружения углеводородных газов	Пожарный извещатель тепловой	Пожарный извещатель дымовой	Пожарный извещатель ручной	Звуковой оповещатель	Световой оповещатель	Местный уровень
Куст N8-бис	31-С08	БДР-1	31-С08	ТТ-210	АТ-210	ВН-211, ВН-212, ВН-213	-	ВТМ-210	НА-211, НА-212	XL-211, XL-212	-
	31-С08	КТП-1	31-С08	ТТ-250	-	-	ВТS-251, ВТS-252, ВТS-253	ВТМ-250	НА-251, НА-252	XL-251, XL-252	-
	31-С08	ПКУ-1	31-С08	ТТ-121	-	-	ВТS-121, ВТS-122, ВТS-123	ВТМ-121	НА-121, НА-122	XL-121, XL-122	-
Куст N17	31-С17	БДР-1	31-С17	ТТ-110	АТ-110	ВН-111, ВН-112, ВН-113	-	ВТМ-110	НА-111, НА-112	XL-111, XL-112	-
	31-С17	КТП-1	31-С17	ТТ-150	-	-	ВТS-151, ВТS-152, ВТS-153	ВТМ-150	НА-151, НА-152	XL-151, XL-152	-
	31-С17	ПКУ-1	31-С17	ТТ-121	-	-	ВТS-121, ВТS-122, ВТS-123	ВТМ-121	НА-121, НА-122	XL-121, XL-122	-

ТАБЛИЦА ПРИМЕНИМОСТИ 2

N куста	Индекс в позиции приборов	Манометр показывающий	Датчик давления	Блок интерфейсный
Куст N8-бис	31-С08	PG-001 PG-002	PIТ-001 PIТ-002	PY-001 PY-002
Куст N17	31-С17	PG-001 PG-002	PIТ-001 PIТ-002	PY-001 PY-002

Площадка отсекающей арматуры с электроприводом 31-С08-ХV-001 (для куста N8-бис), 31-С17-ХV-001 (для куста N17)

Закреть при пожаре и (или) 50% НКПРП в БДР



Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса, кг	Примеч.
АТ-210*		Датчик обнаружения углеводородных газов	1		
ТТ-121* ТТ-210* ТТ-250*		Термопреобразователь	3		
ВН-211* ВН-212* ВН-213*		Пожарный извещатель тепловой	3		
ВТS-121* ВТS-122* ВТS-123* ВТS-251* ВТS-252* ВТS-253*		Пожарный извещатель дымовой	6		
НА-121* НА-122* НА-211* НА-212* НА-251* НА-252*		Звуковой оповещатель	6		
XL-121* XL-122* XL-211* XL-212* XL-251* XL-252*		Световой оповещатель	6		
ВТМ-121* ВТМ-210* ВТМ-250*		Пожарный извещатель ручной	3		
PG-001 PG-002		Манометр показывающий	2		
PIТ-001 PIТ-002		Датчик давления	2		
PY-001 PY-002	БИВ2-UART	Блок интерфейсный, взрывозащищенный	2		

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОРУДОВАНИЯ И СООРУЖЕНИЙ

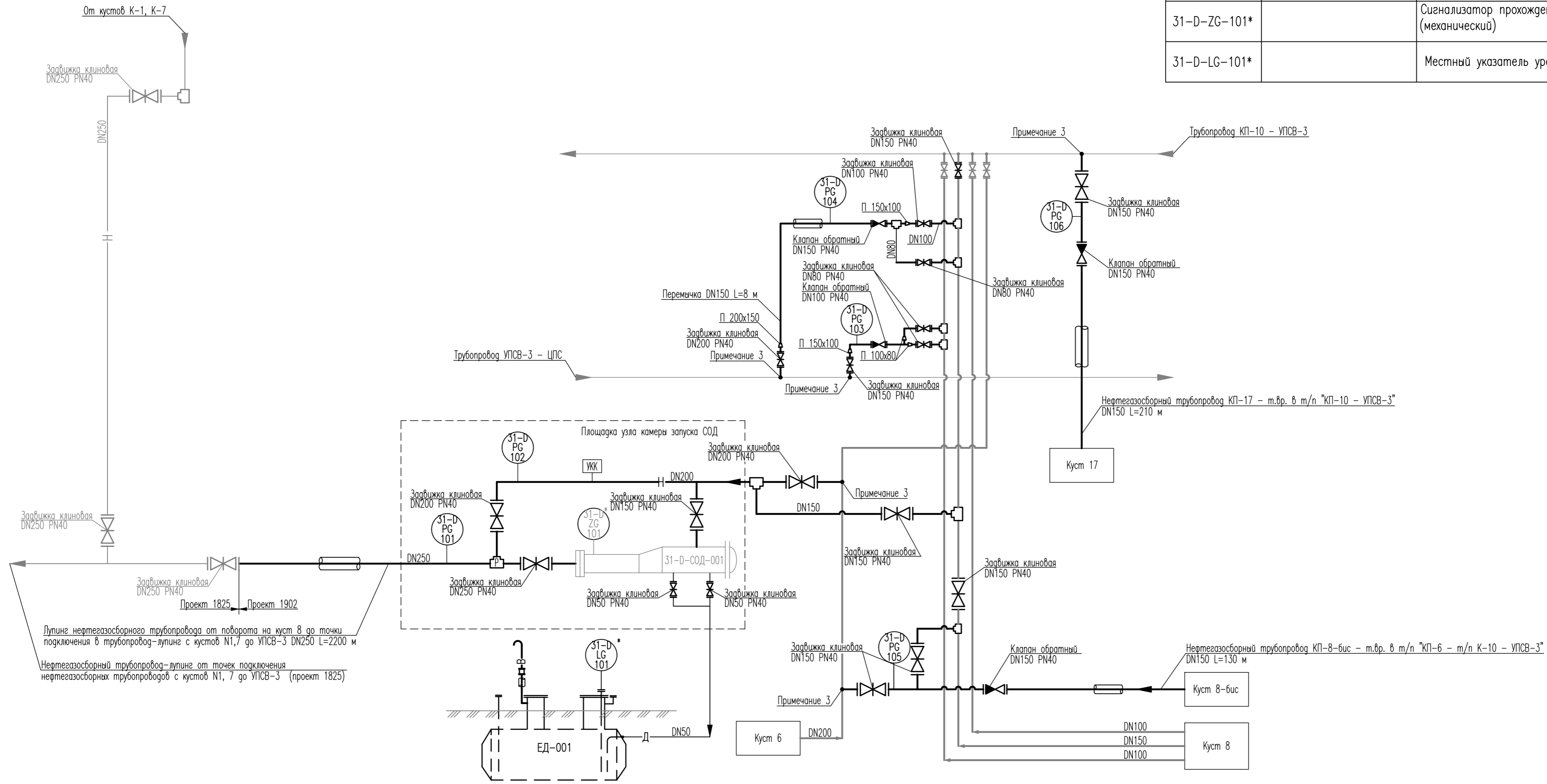
Позиционное обозначение	Наименование	Кол.	Характеристика	Примечание
БДР-1	Блок дозирования реагента	1		
КТП-1	КТП	1		
ПКУ-1	ПКУ	1		

1. Условные обозначения приборов и средств автоматизации, структура обозначения соединительных коробок, кабелей приведены на ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-001.
2. * Комплектная поставка с блочным оборудованием.
3. Схема автоматизации функциональная, спецификация представлена для типового блока БДР, КТП, ПКУ. Для блоков БДР, КТП, ПКУ кустовых площадок 8-бис и 17 схемы автоматизации и спецификации аналогичны с учетом таблицы применимости 1, 2.
4. Для сбора и хранения информации с удаленных БИВ2 (поз. PY-001, PY-002), в ПКУ-1 предусмотрено расположение базовой станции поз. УY-001А (БИВ3) черт. ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-003.

В связи со значительными изменениями весь чертеж переделан.

ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-004				
01	Зам.	10059-25	24.11.25	
Изм.	Колыч	Лист	№рок.	Подп.
Разраб.	Петрова	24.11.25		
Проверил	Зорькина	24.11.25		
Гл.спец.	Чернов	24.11.25		
Н.контр.	Полякашина	24.11.25		
ГИП	Шапеевский	24.11.25		
Обустройство кустовых площадок NN 8-бис, 17 Западно-Хосегаоского нефтяного месторождения ЦП (блок N3) им. Д. Садеевича и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов				
ХV-001. БДР. КТП. ПКУ. Схема автоматизации функциональная			Стация	Лист
			П	1

ПОЗ.	ОБОЗНАЧЕНИЕ	НАИМЕНОВАНИЕ	КОЛ.	МАССА ЕД. КГ.	ПРИМЕЧ.
31-D-PG-101 ...		Манометр показывающий с гидрозалпнением	6		
31-D-ZG-101*		Сигнализатор прохождения СОД (механический)	1		
31-D-LG-101*		Местный указатель уровня	1		



1. Условные обозначения приборов и средств автоматизации, структура обозначения соединительных коробок, кабелей приведены на листе 1.
2. * Комплектная поставка с блочным оборудованием.
3. Камера запуска СОД 31-D-SOD-001 демонтируется с площадки узла запуска СОД проекта 1825 и устанавливается на новую площадку узла запуска СОД проекта 1902.

Согласовано			
ТОС/ПНП	Жорник	26.02.26	
Взам. инв. N			
Подп. и дата			
Инв. N подл.			

ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00-005				
Обустройство кустовых площадок NN 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок N3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Дата
Разраб.	Петрова	26.02.26		
Проверил	Касаткина	26.02.26		
Гл. спец.	Чернов	26.02.26		
Н.контр.	Поликашина	26.02.26		
ГИП	Шапиевский	26.02.26		
НГС м/п.			Схема автоматизации функциональная	
			Стация	Лист
			п	1

Разрешение	Обозначение	ПО-30-КО-ОП-ОП-1902-ПД-03.ТКР.00.02.00
3778-26	Наименование объекта строительства	Обустройство кустовых площадок №№ 8-бис, 17 Западно-Хоседаюского нефтяного месторождения ЦХП (блок №3) им. Д. Садецкого и увеличение пропускной способности нефтегазосборных трубопроводов

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
02	03.ТКР .00.02. 00-С	Заменен. Актуализированы ревизии документов	3	Электронное письмо Заказчика на ГИПа от 24.04.2026
	03.ТКР .00.02. 00	Заменен.		
	л. 9,10	Изменены объекты автоматизации		

Согласовано	Н.контр	Шапиевский	28.04.26
	Изм.внес	Чернов	28.04.26

Изм.внес	Чернов	28.04.26	АО «Гипровостокнефть» Отдел автоматизации и систем управления технологическими процессами (ОАСУТП)	Лист	Листов
Составил	Чернов	28.04.26			
Утв.	Шапиевск	28.04.26			1