



ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Заказчик – ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

**Восточно-Тазовское месторождение.
Объекты добычи. Лупинг газопровода
пластового газа от Куста 1 до Куста 3**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

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

1576-П-ТКР2

Том 3.2

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
1	8124-24		25.01.24

Обозначение	Наименование	Примечание
1576-П-ТКР2-С	Содержание тома 3.2	Изм. 1 (Зам.)
1576-П-СП	Состав проектной документации	
1576-П-ТКР2	Часть 2. Автоматизированная система управления технологическими процессами	Изм. 1 (Зам.)
1576-П-АСУ-0001	Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3. Схема автоматизации функциональная	
1576-П-АСУ-0002	Схема структурная комплекса технических средств АСУТП	Изм. 1 (Зам.)
1576-П-АСУ-0003	Перечень входных/выходных сигналов	
1576-П-АСУ-ТТ01	Технические требования на расширение системы телемеханики Восточно-Тазовского месторождения	Изм. 1 (Зам.)

Взам. инв. №									
	Подпись и дата								
Инв. № подл.									
	1	-	Зам.	81-24	<i>Алус</i>	25.01.24	1576-П-ТКР2-С		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата				
Инв. № подл.	Разраб.	Гусева		<i>Алус</i>	25.01.24	Содержание тома 3.2	Стадия	Лист	Листов
							П		1
	Н.контр.	Поликашина		<i>Поликашина</i>	25.01.24				

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела АСУТП		Э.А.Задохин
Главный специалист		Л.А.Дьякова
Заведующий группой		С.С.Малый
Заведующий группой		Н.Ю.Корчак
Нормоконтролер		Е.В.Поликашина

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	3
1.1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ РАЙОНА СТРОИТЕЛЬСТВА.....	3
1.2 ПОЛНОЕ НАИМЕНОВАНИЕ СИСТЕМЫ И ЕЁ ОБОЗНАЧЕНИЕ.....	3
1.3 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ.....	3
1.4 ПОДТВЕРЖДЕНИЕ СООТВЕТСТВИЯ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ДЕЙСТВУЮЩИМ НОРМАМ И ПРАВИЛАМ БЕЗОПАСНОСТИ	4
1.5 ПОРЯДОК ПРИОРИТЕТНОСТИ ДОКУМЕНТОВ	4
1.6 НОРМЫ И СТАНДАРТЫ	4
1.7 ОПРЕДЕЛЕНИЯ	4
1.8 ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ.....	4
2 ОПИСАНИЕ ПОСТАНОВКИ ЗАДАЧИ.....	5
3 ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ.....	6
4 ОБЪЁМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ	6
4.1 Площадка узла врезки N4, кран шаровой с ручным управлением DN200 PN160, ПК0+00.....	6
4.2 Площадка узла врезки N5, кран шаровой с ручным управлением DN200 PN160, ПК107+91,30	6
4.3 Площадка отключающей арматуры с электроприводом 2-ГКЗ-ХV-002 ПК64+25,00.....	7
4.4 Площадка отключающей арматуры с электроприводом 2-ГКЗ-ХV-003 ПК74+30,00:	7
4.5 Контроль загазованности	7
5 СТРУКТУРА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ	7
6 ОПИСАНИЕ КОМПЛЕКСА ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ.....	9
6.1 Приборы и средства автоматизации	9
6.2 Шкафы системы управления.....	10
6.3 Диагностирование оборудования.....	11
6.4 Размещение и монтаж приборов, трубных и электрических проводов	11
6.5 Заземление	12
6.6 Требования к источнику электропитания	12
6.7 Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие	13
Приложение А Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов	14
Приложение Б Ведомость оборудования, изделий и материалов АСУТП	15

1 Общие положения

Настоящий документ содержит основные технические решения по созданию автоматизированной системы управления объектами «Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3».

Автоматизированная система управления объектами обустройства Восточно-Тазовского месторождения основывается на принципах построения автоматизированных систем, обеспечивающих выполнение централизованного контроля и управления, высокую надежность, стабильность технологического процесса, защиту окружающей среды, а также безопасность эксплуатации.

1.1 Краткое описание района строительства.

В административном отношении объекты обустройства Восточно-Тазовского газоконденсатного месторождения расположены на землях Тазовского района, Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области на Северо-Русском лицензионном участке.

Параметры наружного воздуха по СП 131.13330.2012:

- температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и кондиционирования в холодный период года (температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92) минус 41 °С;
- абсолютная минимальная температура воздуха минус 55 °С;
- средняя температура периода со среднесуточной температурой воздуха менее или равной 8 °С минус 12,8 °С;
- продолжительность отопительного периода 274 суток;
- максимальная из средних скоростей ветра за январь 3,7 м/с;
- температура наружного воздуха для проектирования вентиляции в теплый период года (температура воздуха теплого периода, обеспеченностью 0,95) 20 °С;
- температура наружного воздуха для проектирования кондиционирования в теплый период года (температура воздуха теплого периода, обеспеченностью 0,98) 23 °С;
- абсолютная максимальная температура воздуха 36 °С;
- минимальная из средних скоростей ветра за июль 2,4 м/с.

1.2 Полное наименование системы и её обозначение

Автоматизированная система управления объектами «Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3».

1.3 Основание для проектирования

Основанием для проектирования данного раздела является:

- задание на проектирование «Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3»;
- решения по автоматизации технологических объектов в составе проекта;
- материалы инженерных изысканий к данному проекту.

В качестве исходных данных для разработки настоящего раздела использованы следующие материалы:

- технологические схемы и компоновки оборудования проектируемых сооружений;
- техническая документация на технологическое оборудование, блочно – комплектные установки и средства автоматизации;
- генпланы площадок головных сооружений и линейных сооружений.

1.4 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.

1.5 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 согласованы с разрешительными органами в соответствии с принятыми в Российской Федерации процедурами.

Порядок приоритета нормативов:

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

1.6 Нормы и стандарты

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

1.7 Определения

Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП) – система управления, функционально и информационно объединяющая все подсистемы управления, контролируемые объекты: головные сооружения, линейную часть.

Интеллектуальные КИПиА – датчики и исполнительные механизмы, имеющие расширенные средства конфигурирования, диагностики и передачи данных, что позволяет строить на их основе более надёжные и «удобные» системы управления и использовать их в системе мониторинга состояния оборудования КИПиА.

Программируемый логический контроллер (ПЛК) / управляющий контроллер – логическое решающее устройство, непосредственно выполняющее функции сбора данных, управления в замкнутом контуре, расчеты и генерацию выходных сигналов.

1.8 Принятые сокращения

ИУС	Информационно-управляющая система
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
СТМ	Система телемеханики
РРЛ	Радиолинейная линия связи
ИБП	Источники бесперебойного питания
ВИЭ	Возобновляемый источник электроэнергии
АВР	Автоматическое включение резерва

АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
ЛВС	Локальная вычислительная сеть
ПЛК	Программируемый логический контроллер

2 ОПИСАНИЕ ПОСТАНОВКИ ЗАДАЧИ

Интегрировать объекты автоматизации в существующую систему телемеханики объектов добычи Восточно-Тазовского месторождения (ВТМ), выполнить подключение к существующему оборудованию ВИЭ, существующее оборудование связи и АРМ операторов (система полной заводской готовности) в систему АСУТП СРМ в ЦДГиГК СРМ в операторной УКПГ Северо-Русского месторождения посредством протокола OPC.

В составе АСУ ТП СРМ ВТМ предусмотреть доработку программных и аппаратных средств для интеграции точек контроля от вновь проектируемых площадок в существующие комплексы ВИЭ внутрипромысловых линейных объектов:

- площадка отключающей арматуры ПК64+25,00 – существующий комплекс ВИЭ на площадке отключающей арматуры ПК64+12.80 проекта 0915;
- площадка отключающей арматуры ПК74+30,00 - существующий комплекс ВИЭ на площадке отключающей арматуры ПК73+10.00 проекта 0915.

Система телемеханики объектов добычи Восточно-Тазовского месторождения охватывает весь перечень объектов автоматизации проектируемых газосборных сетей и обладает следующими функциями:

- телеуправление объектами;
- телесигнализация;
- телеизмерение;
- система видеонаблюдения за объектами;
- хранения данных;
- формирование сводок.

Основными особенностями объекта автоматизации, влияющими на проектные решения по автоматизируемым функциям, являются:

- низкая температура окружающей среды в зимнее время;
- отсутствие сетевого электроснабжения на телемеханизируемых объектах;
- неоднородный химический состав и нестабильные физические свойства добываемой рабочей среды (неподготовленный газ с высокой вероятностью гидратообразования;
- взрывоопасность газовой среды;
- высокое давление рабочей среды;
- удаленность от населенных пунктов;

В районе обустройства Восточно-Тазовского месторождения отсутствуют электрические сети заказчика ПАО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз», энергосистемные распределительные сети общего пользования или сторонних ведомств.

Электроснабжение следующих проектируемых объектов предусмотрено от существующих комплексов возобновляемой электроэнергии 0915 - Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи:

- площадка отключающей арматуры с электроприводом ПК64+50,8 ВИЭ (переход коммуникаций ТС «Заполярье»-НПС «Пурпе»);
- площадка отключающей арматуры с электроприводом ПК73+10,0 ВИЭ (переход коммуникаций ТС «Заполярье»-НПС «Пурпе»);

В качестве источников электроснабжения приняты возобновляемые источники электроснабжения (ВИЭ) на базе ветрогенераторов и солнечных панелей. В качестве накопителей электроэнергии используется блок из аккумуляторных батарей. Емкость аккумуляторной батареи выбрана по условию энергообеспечения технологических нагрузок в любых режимах, в случае отсутствия подпитки от ВИЭ или превышения мощности технологических нагрузок суммарной мощности ВИЭ. Технологическое оборудование необходимо предусматривать с низким уровнем потребления электроэнергии.

Выбор аппаратной платформы оборудования системы телемеханики кустов (СТМ) осуществлен с учетом максимальной интеграции в единое информационное пространство объектов группы компаний «НОВАТЭК». Подключение и интеграция к системам автоматизации УКПП СРМ производится посредством протокола OPC порт Ethernet от АРМ СТМ к интеграционной станции системы автоматизации УКПП СРМ.

Целостность функциональных подсистем, реализуемых на различных уровнях иерархии, обеспечивается за счет использования информационно-управляющих межуровневых связей в структуре управления технологическими объектами сбора газа и конденсата.

3 ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ

Функции телемеханики в соответствии с заданием на проектирование реализуются для следующих объектов:

- площадка узла врезки N4, кран шаровой с ручным управлением.
- площадка узла врезки N5, кран шаровой с ручным управлением.
- площадка отключающей арматуры ПК64+25,00 – существующий комплекс ВИЭ на площадке отключающей арматуры ПК64+12.80 проекта 0915;
- площадка отключающей арматуры ПК74+30,00 - существующий комплекс ВИЭ на площадке отключающей арматуры ПК73+10.00 проекта 0915.

4 ОБЪЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ

Схема автоматизации функциональная приведена на чертеже 1576-П-АСУ-0001.

Схема структурная комплекса технических средств АСУТП приведена на чертеже 1576-П-АСУ-0002.

4.1 Площадка узла врезки N4, кран шаровой с ручным управлением ПК0+00

Проектом предусмотрен:

- контроль давления (по месту) газопровод-лупинг от куста скважин N1 после крана шарового;
- контроль давления (по месту) газопровод от куста скважин N1 до крана шарового;
- контроль давления (по месту) газопровод от куста скважин N1 после крана шарового.

4.2 Площадка узла врезки N5, кран шаровой с ручным управлением ПК107+91,30

Проектом предусмотрен:

- контроль давления (по месту) газопровод-лупинг от куста скважин N1 до крана шарового;
- контроль давления (по месту) газопровод-лупинг от куста скважин N1 после крана шарового.

4.3 Площадка отключающей арматуры с электроприводом 2-ГКЗ-ХV-002 ПК64+25,00

Проектом предусмотрен:

- дистанционное измерение давления до и после электроприводной запорной арматуры 2-ГКЗ-ХV-002;
- автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры 2-ГКЗ-ХV-002, 2-ГКЗ-ХV-003 при падении давления в трубопроводе $LL=0,4$ МПа в течении 2 мин (порыв трубопровода);
- сигнализация предупредительная низкого значения давления до и после электроприводной запорной арматуры;
- автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры 2-ГКЗ-ХV-002, 2-ГКЗ-ХV-003 при аварийно-высоком давлении трубопровода;
- дистанционное и местное управление электроприводной запорной арматурой;
- известительная сигнализация режима управления (местный/дистанционный), положения (открыта/закрыта и неисправности, в т. ч. заклинивания) электроприводной запорной арматуры.

4.4 Площадка отключающей арматуры с электроприводом 2-ГКЗ-ХV-003 ПК74+30,00

Проектом предусмотрен:

- дистанционное измерение давления до и после электроприводной запорной арматуры;
- автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры 2-ГКЗ-ХV-002, 2-ГКЗ-ХV-003 при падении давления в трубопроводе $LL=0,4$ МПа в течении 2 мин (порыв трубопровода);
- сигнализация предупредительная низкого значения давления до и после электроприводной запорной арматуры;
- автоматическое закрытие электроприводной запорной арматуры 2-ГКЗ-ХV-002, 2-ГКЗ-ХV-003 при аварийно-высоком давлении трубопровода;
- дистанционное и местное управление электроприводной запорной арматурой;
- известительная сигнализация режима управления (местный/дистанционный), положения (открыта/закрыта и неисправности, в т. ч. заклинивания) электроприводной запорной арматуры.

4.5 Контроль загазованности

На открытых площадках отключающей арматуры с электроприводом 2-ГКЗ-ХV-002, 2-ГКЗ-ХV-003 предусматривается установить сигнализаторы загазованности по периметру зоны класса В-1г. Сигнализаторы предусматривается установить на высоте 0,5-1,0 м от поверхности покрытия площадки. При загазованности 20 % НКПВ на площадке подается предупредительный, а при 50 % НКПВ – аварийный (световой и звуковой) сигналы по месту установки датчиков и в операторную.

5 Структура контроля и управления

Связь нижнего уровня СТМ (оборудования АКПСТ) с верхним уровнем (пунктом управления на УКПГ Северо-Русского месторождения) осуществляется при помощи оптической линии связи. Связь осуществляется через Ethernet по протоколу Modbus TCP. Скорость канала передачи данных для системы телемеханики кустов должна быть не менее 1 Мб/с. В качестве резервного канала связи применен радиоканал.

Контроль и управление СТМ кустов Восточно-Тазовского месторождения осуществляется с АРМ СТМ, расположенного в существующем пункте управления УКПГ Северо-Русского месторождения.

Система телемеханики кустов (СТМ) эксплуатационных скважин представляет собой аппаратно и функционально выделенную систему с выделением отдельных рабочих станций в составе единого пульта управления.

Проектом предусмотрена возможность интеграции объектов добычи и линейных объектов в проектируемую ИУС ЦДГиГК СРМ, посредством технологии ОРС, передачу технологических параметров по каналам корпоративной связи на верхний уровень управления ИУС ПАО «НОВАТЭК - ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», и в ПАО «НОВАТЭК».

Иерархически СТМ предусматривает следующие уровни автоматизации:

– нулевой (полевой уровень). На нулевом уровне должны решаться следующие задачи:

- а) преобразование физических величин технологического процесса в аналогово-цифровую информацию, являющуюся входной для первого (контроллерного) уровня, обеспечение первичной диагностики на уровне измерительных приборов;
- б) осуществление основных алгоритмов управления для регуляторов, исполнительных органов/механизмов, поддерживаемых интеллектуальными устройствами (SMART- трансмиттеры, позиционеры и пр. с цифровыми протоколами);
- в) отработка управляющих воздействий на технологический процесс с использованием исполнительных механизмов (насосы, клапаны, отсекатели и т.п.) с выходов первого уровня;
- г) самодиагностика оборудования и выработка предупреждающих сигналов в случае ошибок работы или отказов;
- д) исполнение алгоритмов калибровок и др. диагностических операций по команде второго (системного) уровня.

– первый уровень управления (контроллеры и шкафы управления, расположенные на технологических объектах) обеспечивает следующие функции:

- а) сбор и обработка информации, поступающей от контрольно-измерительных приборов нулевого (полевого) уровня;
- б) управление и регулирование технологического процесса подачей управляющих сигналов на исполнительные механизмы нулевого уровня;
- в) включение защит, блокировок и светозвуковой сигнализации в случае выхода технологических параметров за допустимые пределы;
- г) расчетные (расчет времени наработки технологического оборудования, расчет (вычисление) объема жидкости в емкостях и резервуарах, расчет расхода газа или жидкости через приборы учета за единицу времени и прочее);
- д) обмен данными со вторым (системным) уровнем автоматизации.

– второй (системный) уровень. На втором уровне должны решаться следующие задачи:

- а) обеспечение доступа оперативного персонала к технологической информации и функциям управления технологическим процессом;
- б) настройка режимов работы технологического процесса и отдельных узлов технологического оборудования;
- в) координации функционирования взаимосвязанных технологических объектов (аппаратов, установок);
- г) управления потоками и режимами работы оборудования на объекте с учётом приоритетов соответствующих задач и сигналов;
- д) разделение прав (уровней) доступа оперативного, диспетчерского и обслуживающего персонала, защиту от несанкционированного доступа к технологической информации и функциям управления технологическим процессом.

- Сбор, обработка и архивирование данных:
- о технологических параметрах;
 - о предупредительных и предаварийных ситуациях;
 - о техническом состоянии технологического оборудования;
 - о техническом состоянии оборудования АСУТП;
 - о техническом состоянии каналов связи;
 - о действиях оператора.
 - отображение на экране монитора в удобном для оператора виде перечисленных выше оперативных данных;
 - формирование технологических отчетов;
 - обмен информацией с внешними системами;
 - обеспечение выполнения инженерных функций по конфигурированию и обслуживанию Системы.
 - третий уровень (службы управления газодобычи) осуществляет:
 - а) определение оптимальных технико-экономических заданий (показателей);
 - б) контроль и анализ их выполнения;
 - в) передачу заданий- уставок для каждого технологического объекта;
 - г) формирование информации для передачи вышестоящим управляющим структурам.

Основным постом управления месторождения является диспетчерская служба, расположенная на УКПП, от которой осуществляется дистанционный контроль и управление оборудованием и режимами работы основных и вспомогательных объектов.

6 Описание комплекса технических средств

6.1 Приборы и средства автоматизации

Проектируемые установки рассчитаны на непрерывную работу. Поэтому все датчики и компоненты СТМ будут проектироваться и монтироваться таким образом, чтобы во время эксплуатации их можно было заменить, не прибегая к останову установок.

Полевые измерительные приборы, отказ которых приводит к потере продукции (останову установок) и влияют на безопасность ведения технологического процесса, будут обеспечены приборным резервированием с отдельными отборами измеряемой среды для каждого прибора. Это соответствует нормам Российской Федерации.

Полевые измерительные приборы, отказ которых не приводит к останову установок, не резервируются.

Обеспечивается возможность тестирования измерительных приборов во время техобслуживания или через определенные интервалы времени без помех для эксплуатации установок.

Для контроля работоспособности входных, выходных цепей и повышения надежности работы схем при исчезновении электроэнергии, контакты датчиков находятся «под током» в рабочем состоянии.

Все приборы и средства автоматизации, примененные в проекте, должны иметь сертификаты Госстандарта РФ и разрешение на применение Госгортехнадзора.

Все приборы и средства автоматизации отечественного и зарубежного производства имеют серийное изготовление. Приборы и датчики, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, должны иметь сертификаты соответствия требованиям Технического Регламента Таможенного союза ТР/ТС 012/2011 « О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах».

Контрольно-измерительные приборы, сигнальные устройства, устанавливаемые во взрывоопасных зонах, предусмотрены во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ, вид взрывозащиты -

категории и группе взрывоопасной смеси.

Степень защиты, исполнение и маркировка по взрывозащите оборудования, их размещение соответствуют требованиям ГОСТ 14254-96, ГОСТ 15150-69, ГОСТ 30852.0-2002.

Группа макроклиматических районов и категория размещения средств автоматизации на наружной установке УХЛ1.

Для датчиков со стандартным электрическим выходным сигналом, и для датчиков с дискретным выходом типа «сухой» контакт используется вид взрывозащиты «взрывонепроницаемая оболочка» (Exd).

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

Первичные преобразователи, распределительные устройства (включая кабельные вводы и заглушки), размещаемые на открытых площадках, имеют минимальную степень защиты корпуса IP56, оборудование, размещаемое в помещении, не ниже IP42.

Для обеспечения комплексного управления технологическими процессами, основанного на малолюдных технологиях, предусматриваются следующие технические решения посредством автоматизации:

- оборудование КИПиА поставляется полностью готовым к эксплуатации и имеет необходимый комплект монтажных частей;

- предусмотрено дублирование приборов дистанционного контроля приборами с местными показаниями для проведения пуско-наладочных работ;

- все поставляемые средства и системы измерения должны иметь сертификаты об утверждении типа СИ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологическому обеспечению, и быть выполнены в метрической системе единиц;

- контроль параметров должен производиться с применением стандартизованных методов и средств измерения;

- для интеграции в АСУ ТП все средства измерения должны использовать для передачи информации интерфейс связи RS-485 с протоколом ModBus RTU;

- в качестве электроприводов для запорной арматуры предусматриваются интеллектуальные приводы с интерфейсом связи с системой телемеханики RS-485 протоколом ModBus RTU.

- все оборудование КИПиА должно выбираться в соответствующем климатическом исполнении, а при отсутствии соответствующего исполнения устанавливаться в обогреваемых шкафах с электрообогревом или кожухах;

- для всех отборных устройств и соединительных линий к датчикам, расположенным на открытых площадках и наружных установках, предусмотрена термоизоляция, термочехлы без электрообогрева.

Задвижки с электроприводом комплектуются блоками управления, позволяющими управлять задвижками по месту и дистанционно из операторной.

Для контроля загазованности окружающей среды и выдачи световой и звуковой сигнализации производственный персонал оснащается переносными газоанализаторами. Газоанализатор обеспечивает контроль и оповещение при наличии в воздушной среде горючих газов, сероводорода, окиси углерода. В соответствии с Руководством по эксплуатации (документ М02.00.000 РЭ) газоанализатор соответствует уровню взрывозащиты – РО (особовзрывобезопасное электрооборудование).

6.2 Шкафы системы управления

Существующие комплексы ВИЭ.

Шкафы ТМ с контроллерным оборудованием размещаются в блоках электроники – комплекс ВИЭ. В заглубленных колодцах размещаются блок аккумуляторных батарей (АКБ) и блок электроники. В целях уменьшения теплотерь конструктивы размещения блоков АКБ

и электроники размещаются ниже уровня земли в теплоизолированных заглубленных колодцах.

Заглубленные колодцы герметичны. Верхние крышки заглубленных колодцев оборудованы концевиками открытия и дополнительно закрываются на замки. Подключение блока электроники к кроссовым шкафам, установленным на площадке для обслуживания, производится гибкими медными кабелями, допускающими извлечение блока электроника и блока АКБ без отключения от работы. Кабели от приборов КИП, приводов ЗРА подключаются к соответствующим кроссовым шкафам.

6.3 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.

6.4 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 комплексах ВИЭ.

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

Все электрические проводки выполняются небронированным контрольным кабелем с медными жилами. Для измерительных и искробезопасных цепей используются экранированные кабели с медными жилами.

Проектом предусматриваются унифицированные кабельные вводы с уплотнениями для ввода кабелей в здания.

Вне помещений кабели прокладываются по проектируемым эстакадам в лотках и в коробах.

В производственных помещениях кабели прокладываются по кабельным конструкциям на лотках, в коробах и трубах по стенам зданий и кабельных каналах. Кабели, прокладываемые на наружной установке и внутри помещений, имеют исполнение нг(А)-LS в соответствии с ФЗ N123-ФЗ.

Кабели, прокладываемые открыто, должны быть не распространяющими горение в соответствии с ГОСТ Р 31565-2012.

Применены типы кабелей на наружной установке климатическое исполнение УХЛ1.

Вне помещений кабели прокладываются по проектируемым эстакадам в лотках и в коробах, а также в траншее. По эстакадам с трубопроводами с горючими газами и ЛВЖ кабельные проводки прокладываются на расстоянии не менее 0,5 м от трубопроводов. Кабели прокладываются по непроходным кабельным эстакадам совместно с технологическими трубопроводами (при условии выполнения противопожарных мероприятий в соответствии с требованиями п. 7.3.121 ПУЭ).

Кабели, резервирующие друг друга, прокладываются на разных полках эстакады с расстоянием между ними не менее 600 мм.

Конструкция проектируемой кабельной эстакады предусматривается строительной частью проекта и соответствует требованиям СП 18.13330.2011 и требованиям ПУЭ.

Металлоконструкции эстакад учтены строительной частью проекта. Полки для прокладки кабелей учтены электротехнической частью проекта, глубина полок для кабелей КИП - 430 мм.

Минимальная высота прокладки наружных трубных проводок (в свету):

- в непроезжей части территории, в местах прохода людей - 2,5 м;
- в местах пересечений с автодорогами – 5,5 м.

При параллельной прокладке кабелей с трубопроводами минимальное расстояние от нитки кабеля до трубопровода 500 мм.

При пересечении кабельных эстакад с технологическими трубопроводами все кабели прокладываются в стальных водогазопроводных трубах или в глухих лотках с крышками на расстоянии не менее 500 мм от трубопроводов.

Кабели при спуске с эстакады на высоте до 2-х метров от уровня земли и на 0,3 м в земле защищаются от механических повреждений стальными водогазопроводными трубами.

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

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

Электропроводки 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;
- цепи пожарной сигнализации.

6.5 Заземление

Корпуса щитов управления и шкафов приборных заземляются медными проводниками на контур шины заземления соответствующего помещения или технологической площадки.

Электрооборудование, размещенное в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных электроустановках, с цепями напряжением более 25 В переменного тока и более 60 В постоянного тока должно быть заземлено отдельной жилой кабеля.

Электрооборудование, размещенное во взрывоопасных зонах и не включенное в искробезопасные цепи, должно быть заземлено отдельной жилой кабеля, независимо от уровня напряжения.

Металлические оболочки искробезопасного электрооборудования не должны подключаться к системе уравнивания потенциалов, если это не требуется документацией на электрооборудование.

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

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

6.6 Требования к источнику электропитания

Источник общего назначения: переменный ток 220В±5%, 50Hz±3Hz, однофазный
Бесперебойный блок питания: переменный ток 220В+1%, 50Hz±0.1Hz, однофазный.

6.7 Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие

При подготовке объекта к вводу в действие производится подготовка всей информации, циркулирующей в системе управления АСУ ТП, к виду, пригодному для обработки на ЭВМ.

С этой целью производится подготовка перечней входных и выходных сигналов. Каждый сигнал сопровождается всей необходимой информацией, а именно:

- тип, наименование параметра, соответствующего этому сигналу;
- диапазон шкалы и значение, при котором срабатывает предупредительная и/или предаварийная сигнализация;
- единицы измерения;
- позиция подключения датчика к модулю ввода-вывода (адреса каналов модулей ввода-вывода);
- состояние исполнительного механизма, которое должно быть зафиксировано в случае выхода из строя ПЛК (для выходных параметров);
- каждый сигнал кодируется в соответствии с принятой в проектной документации системой классификации и кодирования и записывается в базу данных управления с использованием программного обеспечения конфигурирования контроллеров;

Подготавливаются данные, необходимые для конфигурирования пользовательского интерфейса операторских станций. Они включают в себя:

- список пользователей системы, права и уровень доступа к функциям системы каждого из них;
- количество и содержание видеок кадров;
- формы и содержание отчетных документов;
- условные обозначения (шифр, код) снимаемых параметров;
- мнемосхемы, на которых будут отображаться изменения каждого параметра, место положения на них и графическое представление;
- частота выборки и период хранения параметра в исторической базе данных;
- период хранения параметра в архивной базе данных и начало архивирования (при необходимости);
- приоритеты срабатывания сигнализаций;
- трендовый дисплей, на котором будет отображаться динамика изменения каждого технологического параметра;
- сообщения, сопровождающие сигнализации;
- способ снятия (квитирования) сигнализации: автоматический или ручной. Если квитирование автоматическое, то указываются условия, при которых снимается сигнализация, если ручное, то определяется уровень доступа пользователя, выполняющего квитирование;

Определяется перечень алгоритмов и сами алгоритмы ведения технологического процесса.

Разрабатываются и утверждаются инструкции, содержащие правила работы технологического персонала в условиях функционирования системы, а также инструкции, регламентирующие действия технологического персонала в предаварийных и аварийных ситуациях.

До ввода системы в действие проводится обучение обслуживающего персонала навыкам эксплуатации программных и технических средств системы.

Приложение А

Перечень законодательных актов РФ и нормативных документов

1. ПУЭ (Правила устройства электроустановок, шестое издание 1985 г. с изменениями и седьмое издание 1999...2003 г.г.).
2. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
3. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности сетей газораспределения и газопотребления. Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 531.
4. Приказом Минпромторга России от 31.07.2020г. №2510 Об утверждении порядка проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке.
5. ВНТП 01/87/04-84 Объекты газовой и нефтяной промышленности, выполненные с применением блочных и блочно-комплектных устройств. Нормы технологического проектирования.
6. 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.
7. СП 76.13330.2016, Электротехнические устройства. Актуализированная редакция СНиП 3.05.06-85. Утвержден 16 декабря 2016 г. № 955/пр
8. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. С изм. № 1.
9. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Основные требования. С изм. № 1.
10. ГОСТ 34.201-2020. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем.
11. ГОСТ 34.601-90 Информационная технология. Комплекс стандартов по автоматизированным системам. Автоматизированные системы. Стадии создания.
12. ГОСТ 19.701-90 Единая система программной документации. Схемы алгоритмов, программ, данных и систем. Обозначения условные и правила выполнения
13. СП 77.13330.2016 Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНИП 3.05.07-85. Утвержден приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 20 октября 2016 г. N 727/пр и введен в действие 21.04.2017
14. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Приказ МЧС России от 25.03.2009 г. N 182. С изм. № 1.
15. ТР ТС 010/2011 «Технический Регламент Таможенного Союза. О безопасности машин и оборудования».

Приложение Б

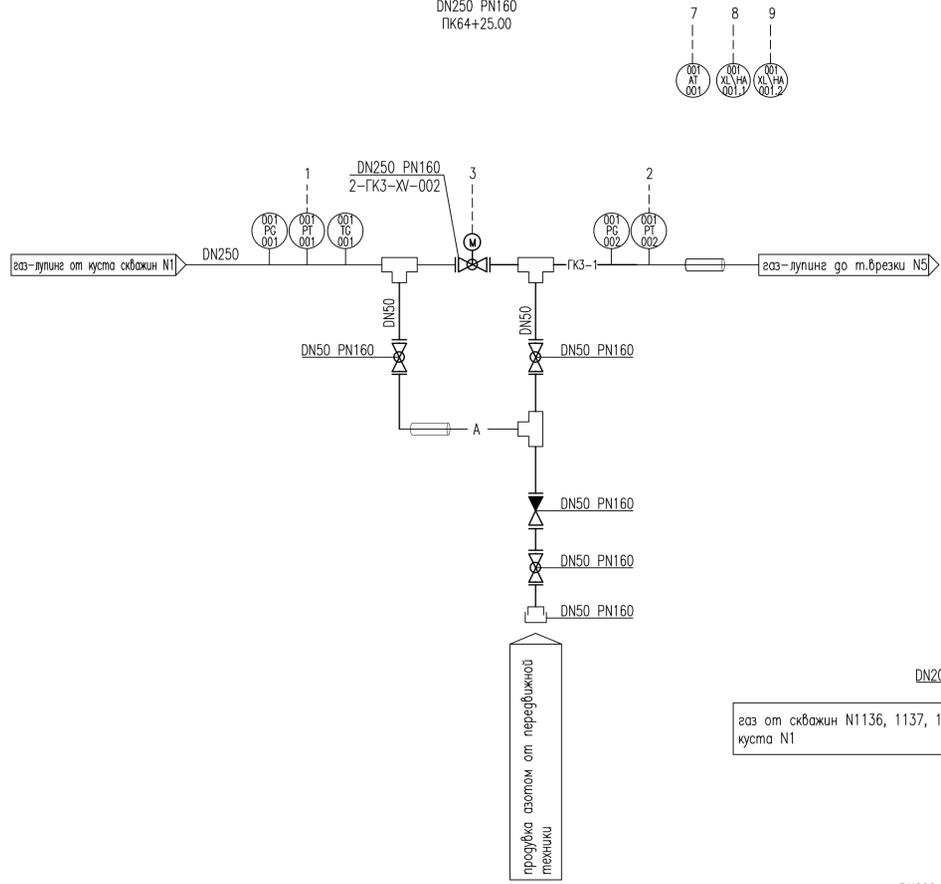
Ведомость оборудования, изделий и материалов АСУТП

Поз.	Наименование и техническая характеристика	Ед. изм.	Кол.
TG	Термометр показывающий Диаметр корпуса 160 мм Диапазон измерения от минус 50 до плюс 60 °С Длина штока 315 мм В комплекте с защитной гильзой Материал защитной гильзы - нержавеющая сталь Степень защиты от влаги и пыли IP53	шт.	
PG	Манометр показывающий Пределы измерений от 0 до 25 МПа Степень защиты от влаги и пыли IP53 Класс точности 1,5 Присоединительный размер M20x1,5	шт.	
PTA	Комплексный датчик избыточного давления Пределы измерений от 0 до 16,0 МПа Маркировка взрывозащиты 0ExdIICT4 Выходной сигнал RS-485 Степень защиты от влаги и пыли IP65 Присоединительный размер M20x1,5 наружная	шт.	
AT	Датчик обнаружения углеводородных газов оптический абсорбционный Пределы измерения 0...100 % НКПР Определяемые газы Метан Предел допускаемой абсолютной погрешности 5% НКПР Выходной сигнал RS-485, Питание 24В Кабельный ввод M20x1,5 для применения соединения гибкого металорукава. В комплекте с заглушками. Вид взрывозащиты 1ExdIICT4 Степень защиты корпуса IP 66	компл.	
-	Короб прямой оцинкованный, 100x100, L=2000 мм, УТ1,5	шт.	
-	Короб угловой на 90, оцинкованный, 100x100, УТ1,5	шт.	
-	Кабель универсальный инструментальный для промышленных сетей передачи данных, витые пары с медными многопроволочными жилами, 500 В, с изоляцией и оболочкой из ПВХ пластикатов пониженной пожарной опасности, не распространяющий горение при групповой прокладке по категории А, с пониженным дымо- и газовыделением, температура эксплуатации от минус 60 °С, с попарным экранированием, без брони сечением 2x2x1,0 мм ² нг(А)-LS ХЛ	м.	
-	Кабель универсальный инструментальный с медными многопроволочными жилами, 600 В, не распространяющий горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением, с изоляцией и оболочкой из ПВХ пластика, в холодостойком исполнении (эксплуатация при температуре от минус 60 до плюс 70°С), в общем экране из алюмофлекса, без брони 4x2,5 мм ² нг(А)-LS ХЛ	м.	

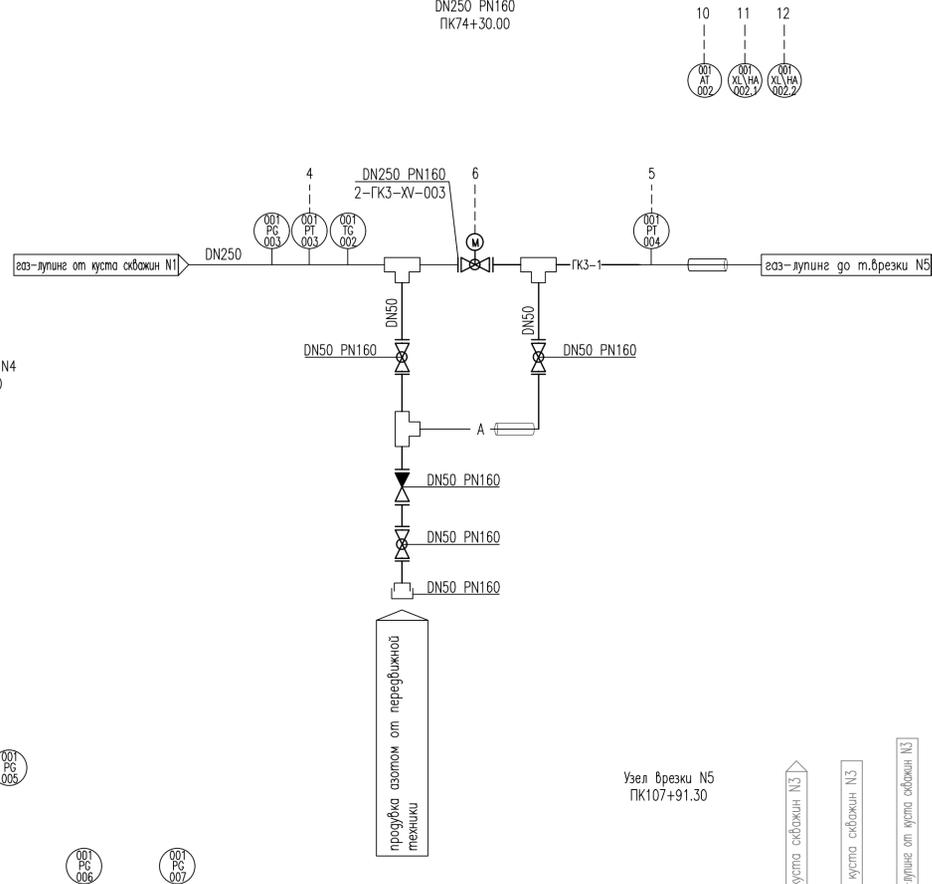
Поз.	Наименование и техническая характеристика	Ед. изм.	Кол.
	Кабель универсальный инструментальный с медными многопроволочными жилами, 600 В, не распространяющий горение при групповой прокладке, с пониженным дымо- и газовыделением, с изоляцией и оболочкой из ПВХ пластиката, в холодостойком исполнении (эксплуатация при температуре от минус 60 до плюс 70°С), в общем экране из алюмофлекса, без брони 5х1,0 мм ² нг(А)-LS ХЛ		
-	Провод с медной многопроволочной жилой, повышенной гибкости с поливинилхлоридной изоляцией желто-зеленого цвета, эксплуатация при температуре до минус 60°С 1х6 мм ²	м.	
-	Резистор R=120 Ом	шт.	
-	Металлорукав герметичный с ПВХ покрытием, Эксплуатация при температуре до минус 60°С	шт.	

Количество приборов, длина кабельной продукции - в соответствии с РД

Кран шаровой с электроприводом 2-ГК3-ХВ-002
DN250 PN160
ПК64+25.00

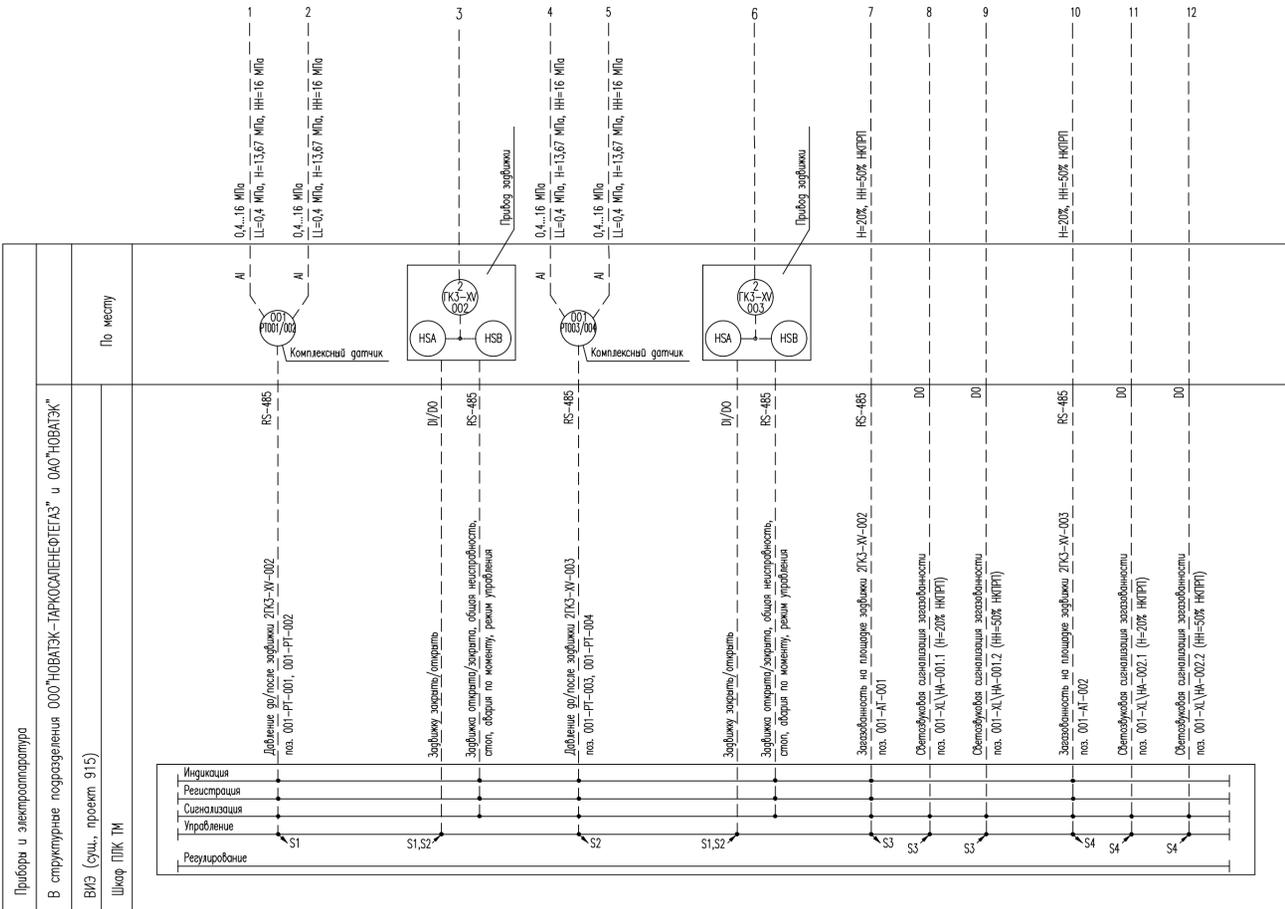
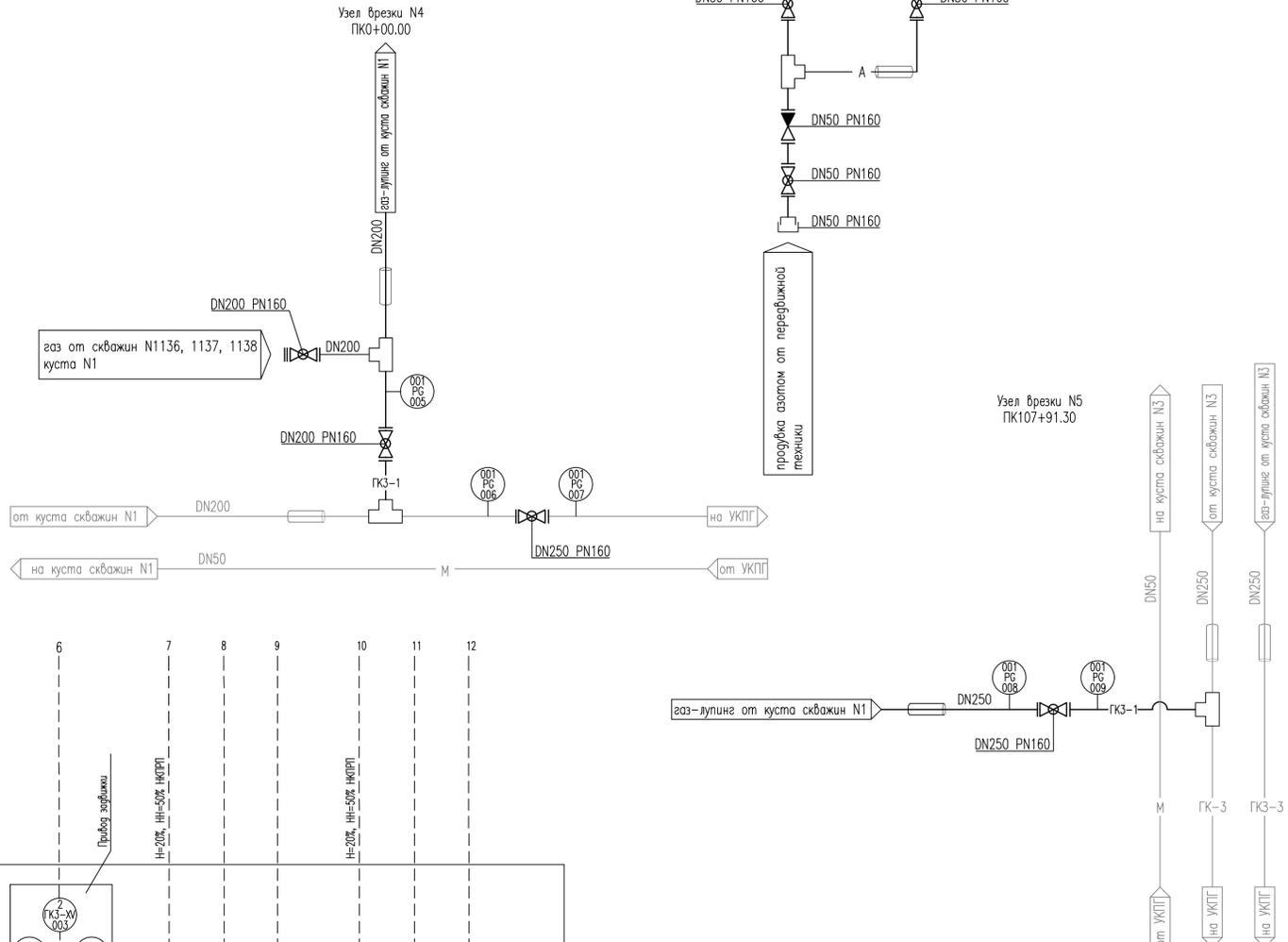


Кран шаровой с электроприводом 2-ГК3-ХВ-003
DN250 PN160
ПК74+30.00



СПЕЦИФИКАЦИЯ

Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Масса ед., кг	Примечание
001-TG-001, 001-TG-002		Термометр показывающий	2		
001-PT-001/002, 001-PT-003/004		Комплексный датчик Маркировка по взрывозащите Exd	2		
001-PG-001..., 001-PG-009		Манометр показывающий	9		
001-AT-001, 001-AT-002		Датчик обнаружения углеводородных газов	2		
001-XL\HA-001.1, 001-XL\HA-001.2, 001-XL\HA-002.1, 001-XL\HA-002.2		Светозвуковой оповещатель	4		



Автоматические блокировки и программные воздействия:

- S1 - При давлении 0,4 МПа до 2-ГК3-ХВ-002 в течении 2 минут - закрытие задвижки 2-ГК3-ХВ-002. Закрытие задвижек 2-ГК3-ХВ-002, 2-ГК3-ХВ-003 при максимальном давлении 16,0 МПа после 2-ГК3-ХВ-002.
- S2 - При давлении 0,4 МПа до 2-ГК3-ХВ-003 в течении 2 минут закрытие задвижек 2-ГК3-ХВ-002, 2-ГК3-ХВ-003. Закрытие задвижки 2-ГК3-ХВ-002, 2-ГК3-ХВ-003 при максимальном давлении 16,0 МПа после 2-ГК3-ХВ-003.
- S3, S4 - При загазованности Н=20% НКПРП включение предупредительной сигнализации. При загазованности НН=50% НКПРП включение аварийной сигнализации.

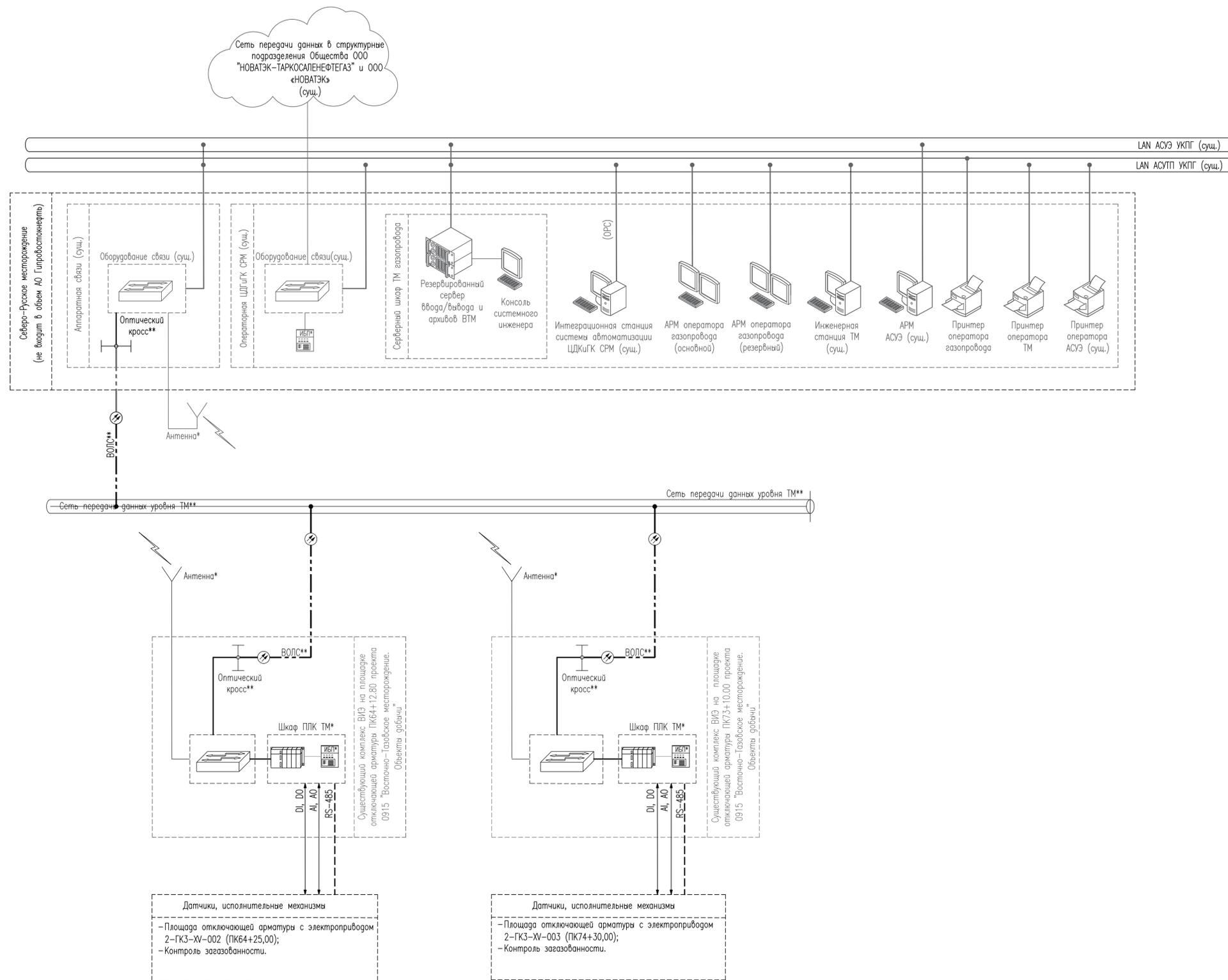
1576-П-АСУ-0001					
Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Луניתе газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3					
Изм.	Кол.уч.	Лист	Н.гр.	Подп.	Дата
Разраб.	Гусева				05.12.23
Проверил	Малай				05.12.23
Гл.спец.	Дьякова				05.12.23
Н.контр.	Полякашина				05.12.23
ГИП	Брусничкин				05.12.23

Статус	Лист	Листов
П		1

Формат А1 Файл 1576-П-АСУ-0001_0.dwg

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Обозначение	Наименование
—	Линия связи сети Ethernet
—	Кабельные линии связи
—	Канал последовательной передачи данных (шина)
—	Волоконно-оптические линии связи (ВОЛС)
—	Радиоканал
ПЛК	Программируемый логический контроллер
ИБП	Источник бесперебойного питания
ПС	Пожарная сигнализация
АРМ	Автоматизированное рабочее место



- * Комплектная поставка.
- ** Оборудование предусмотрено разделом "Сети связи".
- Тонкой линией выделено существующее оборудование, предусмотренное проектом 0915 "Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи" и не входящее в систему АСУТП газопровода.
- Оборудование защиты стыка сети Ethernet Заказчика и сети Ethernet принимающей стороны предусматривается в рамках отдельного проекта.

						1576-П-АСУ-0002		
						Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Луговая газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3		
Изм.	Колуч.	Лист	№рек.	Подп.	Дата	Статус	Лист	Листов
Разраб.	Шуваева	04.12.23				П		1
Проверил	Зародин	04.12.23						
Гл.спец.	Дьякова	04.12.23						
Н.контр.	Полыкашина	04.12.23				Схема структурная комплекса технических средств АСУТП		
ГИП	Брусничкин	04.12.23				ГИПРОВСТОКНЕФТЬ		

Согласовано
Согласовано
Мик. N подг.
Подп. и дата
Взам. инв. N

Согласовано
Согласовано
Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Перечень входных/выходных сигналов

						1576-П-АСУ-0003			
						Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3	Стадия	Лист	Листов
Разраб.		Григорьева		<i>Григорьева</i>	04.12.23		П	1	4
Проверил		Корчак		<i>Корчак</i>	04.12.23				
Гл. спец.		Дьякова		<i>Дьякова</i>	04.12.23				
Н.контр.		Поликашина		<i>Поликашина</i>	04.12.23	Перечень входных/выходных сигналов			
ГИП		Брусничкин		<i>Брусничкин</i>	04.12.23				

Аппарат, объект, номер чертежа	Наименование параметра, размерность	ТЭГ номер	Тип датчика, исполнительный механизм	Вид сигнала	Адрес сигнала	Вход/выход	Диапазон измерения (шкала прибора)	Граница технологического контроля					Функции	Обозначение ПЛК	Примечание	
								Нижняя		Уставка	Верхняя					
								Аварийная	Предупредительная		Аварийная	Предупредительная				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Газ-лупинг от куста скважин №1 1576-П-АСУ-0001	Давление до 2-ГКЗ-XV-002, МПа	001-РТ-001	Датчик комплексный ""ГиперФлоу-3Пм" БЭ-020	Последовательная связь RS-485		SLAI	0...16	0.4				16	13,67	Измерение, предупредительная и аварийная сигнализация, аварийный протокол, программно-логическое управление. Закрытие задвижки 2-ГКЗ-XV-002 при LL в теч. 2 мин. или НН	ПК64+12.8 0 ПЛК ТМ ВИЭ (проект 0915)	
Газ-лупинг от куста скважин №1 1576-П-АСУ-0001	Давление после 2-ГКЗ-XV-002, МПа	001-РТ-002				SLAI	0...16	0.4					16	13,67	Измерение, предупредительная и аварийная сигнализация, аварийный протокол, программно-логическое управление. Закрытие задвижки 2-ГКЗ-XV-002, 003 при LL в теч. 2 мин. или НН	ПК64+12.8 0 ПЛК ТМ ВИЭ (проект 0915)
Арматура с электроприводом 2-ГКЗ-XV-002 1576-П-АСУ-0001	Параметры контроля и управления		Интерфейс	Последовательная связь RS-485		SL								Контроль и управление	ПК64+12.8 0 ПЛК ТМ ВИЭ (проект 0915)	
Арматура с электроприводом 2-ГКЗ-XV-002 1576-П-АСУ-0001	Закрыть	2-ГКЗ-HSCA-002	Привод	Дискретный 24 В		DO								Программно-логическое управление	ПК64+12.8 0 ПЛК ТМ ВИЭ (проект 0915)	
Площадка арматуры с электроприводом 2-ГКЗ-XV-002 1576-П-АСУ-0001	Загазованность углеводородными газами, % НКПП	001-АТ-001	Датчик обнаружения загазованности	Последовательная связь RS-485		SLAI	0...100					50	20	Измерение, предупредительная и аварийная сигнализация, аварийный протокол, программно-логическое управление	ПК64+12.8 0 ПЛК ТМ ВИЭ (проект 0915)	
Площадка арматуры с электроприводом 2-ГКЗ-XV-002 1576-П-АСУ-0001	Включить светозвуковую сигнализацию о загазованности (порог I)	001-XL/HA-001.1	Оповещатель светозвуковой	Дискретный 24 В		DO								Программно-логическое управление	ПК64+12.8 0 ПЛК ТМ ВИЭ (проект 0915)	

Аппарат, объект, номер чертежа	Наименование параметра, размерность	ТЭГ номер	Тип датчика, исполнительный механизм	Вид сигнала	Адрес сигнала	Вход/выход	Диапазон измерения (шкала прибора)	Граница технологического контроля					Функции	Обозначение ПЛК	Примечание
								Нижняя		Уставка	Верхняя				
								Аварийная	Предупредительная		Аварийная	Предупредительная			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Площадка арматуры с электроприводом 2-ГКЗ-ХВ-002 1576-П-АСУ-0001	Включить светозвуковую сигнализацию о загазованности (порог II)	001-XL/HA-001.2	Оповещатель светозвуковой	Дискретный 24 В		DO							Программно-логическое управление	ПК64+12.8 0 ПЛК ТМ ВИЭ (проект 0915)	
Газ-лупинг от куста скважин №1 1576-П-АСУ-0001	Давление до 2-ГКЗ-ХВ-003, МПа	001-РТ-003	Датчик комплексный "ГиперФлоу-3Пм" БЭ-020	Последовательная связь RS-485		SLAI	0...16	0.4			16	13,67	Измерение, предупредительная и аварийная сигнализация, аварийный протокол, программно-логическое управление. Закрытие задвижки 2-ГКЗ-ХВ-002, 003 при LL в теч. 2 мин. или НН	ПК73+10.0 0 ПЛК ТМ ВИЭ (проект 0915)	
Газ-лупинг от куста скважин №1 1576-П-АСУ-0001	Давление после 2-ГКЗ-ХВ-003, МПа	001-РТ-004			SLAI	0...16	0.4	16	13,67	Измерение, предупредительная и аварийная сигнализация, аварийный протокол, программно-логическое управление. Закрытие задвижки 2-ГКЗ-ХВ-003 при LL в теч. 2 мин. или НН	ПК73+10.0 0 ПЛК ТМ ВИЭ (проект 0915)				
Арматура с электроприводом 2-ГКЗ-ХВ-003 1576-П-АСУ-0001	Параметры контроля и управления		Интерфейс	Последовательная связь RS-485		SL							Контроль и управление	ПК73+10.0 0 ПЛК ТМ ВИЭ (проект 0915)	
Арматура с электроприводом 2-ГКЗ-ХВ-003 1576-П-АСУ-0001	Закрыть	2-ГКЗ-НСА-003	Привод	Дискретный 24 В		DO							Программно-логическое управление	ПК73+10.0 0 ПЛК ТМ ВИЭ (проект 0915)	
Арматура с электроприводом 2-ГКЗ-ХВ-003 1576-П-АСУ-0001	Загазованность углеводородными газами, % НКПРП	001-АТ-002	Датчик обнаружения загазованности	Последовательная связь RS-485		SLAI	0...100				50	20	Измерение, предупредительная и аварийная сигнализация, аварийный протокол, программно-логическое управление	ПК73+10.0 0 ПЛК ТМ ВИЭ (проект 0915)	

Аппарат, объект, номер чертежа	Наименование параметра, размерность	ТЭГ номер	Тип датчика, исполнитель- ный механизм	Вид сигнала	Адрес сигнала	Вход/ выход	Диапазон измерения (шкала прибора)	Граница технологического контроля					Функции	Обозначе- ние ПЛК	Приме- чание
								Нижняя		Устав- ка	Верхняя				
								Аварий- ная	Преду- реди- тельная		Аварий- ная	Преду- реди- тельная			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Арматура с электроприводом 2-ГКЗ-ХV-003 1576-П-АСУ-0001	Включить свето- звуковую сигнализацию о загазованности (порог I)	001-XL/HA- 002.1	Оповещатель свето-звуковой	Дискретный 24 В		DO							Программно-логическое управление	ПК73+10.0 0 ПЛК ТМ ВИЭ (проект 0915)	
Арматура с электроприводом 2-ГКЗ-ХV-003 1576-П-АСУ-0001	Включить свето- звуковую сигнализацию о загазованности (порог II)	001-XL/HA- 002.2	Оповещатель свето-звуковой	Дискретный 24 В		DO							Программно-логическое управление	ПК73+10.0 0 ПЛК ТМ ВИЭ (проект 0915)	

Согласовано			
Согласовано			

Технические требования на расширение системы телемеханики Восточно-Тазовского месторождения

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

						1576-П-АСУ-ТТ01		
						Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3		
1	-	Зам.	81-24		10.01.24			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Разраб.		Кирдяпкин		<i>[Подпись]</i>	10.01.24	Стадия	Лист	Листов
Проверил		Дьякова		<i>[Подпись]</i>	10.01.24			
Гл. спец.		Дьякова		<i>[Подпись]</i>	10.01.24	П	1	36
Н.контр.		Поликашина		<i>[Подпись]</i>	10.01.24	 АО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ		
ГИП		Брусничкин		<i>[Подпись]</i>	10.01.24			

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	4
1.1 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ.....	4
1.2 СООТВЕТСТВИЕ НОРМАТИВНЫМ ДОКУМЕНТАМ И СТАНДАРТАМ	4
1.3 ШИФР ТЕМЫ	4
1.4 ПЛАНОВЫЕ СРОКИ НАЧАЛА И ОКОНЧАНИЯ РАБОТЫ ПО СОЗДАНИЮ СИСТЕМЫ.....	5
1.5 СВЕДЕНИЯ ОБ ИСТОЧНИКАХ И ПОРЯДКЕ ФИНАНСИРОВАНИЯ РАБОТ	5
2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ	5
3 НОРМЫ, СТАНДАРТЫ, СОКРАЩЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	5
3.1 ПОРЯДОК ПРИОРИТЕТНОСТИ ДОКУМЕНТОВ	5
3.2 СОКРАЩЕНИЯ.....	6
3.3 ЕДИНИЦЫ ИЗМЕРЕНИЯ.....	6
4 НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ.....	6
4.1 НАЗНАЧЕНИЕ СИСТЕМЫ	6
4.2 ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ	6
5 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ	7
5.1 ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ.....	7
5.2 УСЛОВИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ	7
6 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ.....	8
6.1 ТРЕБОВАНИЯ К СТРУКТУРЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ.....	8
6.1.1 <i>Общие требования к структуре системы.....</i>	8
6.1.2 <i>Требования к подсистемам.....</i>	10
6.1.2.1 <i>Требования к системе телемеханики.....</i>	10
6.1.2.2 <i>Требования к электроснабжению и электропитанию</i>	10
6.1.3 <i>Архитектура системы управления</i>	11
6.1.4 <i>Требования к структуре и функционированию системы</i>	11
6.1.4.1 <i>Общие требования к структуре и функционированию системы</i>	11
6.1.4.2 <i>Перспективы развития и модернизации системы</i>	11
6.1.5 <i>Требования к надежности</i>	12
6.1.5.1 <i>Показатели надежности технических и программных средств</i>	14
6.1.6 <i>Требования к безопасности</i>	14
6.1.6.1 <i>Требования к запасным изделиям</i>	15
6.1.7 <i>Требования к защите информации от несанкционированного доступа</i>	15
6.1.8 <i>Требования по сохранности информации.....</i>	16
6.1.9 <i>Требования к средствам защиты от внешних воздействий</i>	17
6.1.10 <i>Требования к радиоэлектронной защите средств АС</i>	17
6.1.11 <i>Требования к стандартизации и унификации.....</i>	17
6.1.12 <i>Требования к патентной чистоте.....</i>	18
6.2 ТРЕБОВАНИЯ К ФУНКЦИЯМ СИСТЕМЫ.....	18
6.2.1 <i>Общие требования к функциям системы.....</i>	18
6.2.2 <i>Требования к информационным функциям.....</i>	18
6.2.3 <i>Требования к управляющим функциям.....</i>	18
6.2.4 <i>Требования к функциям защит и блокировок.....</i>	18
6.2.5 <i>Временной регламент реализации функций</i>	19
6.2.6 <i>Требования к качеству реализации функций</i>	19
6.2.7 <i>Перечень критериев отказов для функций.....</i>	19
6.3 ТРЕБОВАНИЯ К ВИДАМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ	20
6.3.1 <i>Требования к эргономическому обеспечению</i>	20
6.3.2 <i>Требования к методическому обеспечению.....</i>	21
6.3.3 <i>Требования к лингвистическому обеспечению</i>	21
6.3.4 <i>Требования к математическому обеспечению</i>	22
6.3.5 <i>Требования к информационному обеспечению</i>	23
6.3.5.1 <i>Состав, структура и способы организации данных в системе</i>	23
6.3.5.2 <i>Требования к информационному обмену между компонентами системы</i>	24
6.3.5.3 <i>Требования к информационной совместимости со смежными системами.....</i>	24
6.3.5.4 <i>Требования по использованию классификаторов</i>	25

6.3.5.5 Требования к структуре процесса сбора, обработки, передачи данных в системе и представлению данных	26
6.3.5.6 Требования к контролю, хранению, обновлению и восстановлению данных	26
6.3.5.7 Требования к процедуре придания юридической силы документам, продуцируемым техническими средствами АС	27
6.3.6 Требования к программному обеспечению.....	27
6.3.7 Требования к техническому обеспечению	28
6.3.7.1 Требования к видам технических средств	28
6.3.8 Требования к метрологическому обеспечению	29
7 ИСТОЧНИКИ РАЗРАБОТКИ.....	34
ПРИЛОЖЕНИЕ А	36

1 Общие сведения

Наименование: «Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3».

Краткое наименование системы – АСУТП, далее Система.

Наименование работ: Выполнение рабочей документации по автоматизации объекта.

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

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

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

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

Документ представляет исходные данные по структуре, функциям, объему автоматизации и предназначен для проведения тендера и выбора системного интегратора и поставщика основного оборудования и технических решений АСУТП. Для выполнения работ необходимо привлечение ООО НПФ "Вымпел".

Поставщик обязуется разработать техническую документацию на АСУТП данного объекта в соответствии с настоящими техническими требованиями. Проектируемая система должна рассматриваться как часть автоматизированной системы управления Восточно-Тазовского месторождения.

1.1 Основание для создания системы

Раздел разрабатывается на основании:

- задание на проектирование «Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3»;
- решения по автоматизации технологических объектов в составе проекта;
- материалы инженерных изысканий к данному проекту.

В качестве исходных данных для разработки настоящего раздела использованы следующие материалы:

- технологические схемы и компоновки оборудования проектируемых сооружений;
- техническая документация на технологическое оборудование, блочно – комплектные установки и средства автоматизации;
- генпланы площадок головных сооружений и линейных сооружений.

1.2 Соответствие нормативным документам и стандартам

Данные технические требования выполнены в полном соответствии с государственными стандартами, руководящими указаниями, действующими на момент составления технических требований и техническими требованиями Заказчика.

1.3 Шифр темы

АСУТП.

1.4 Плановые сроки начала и окончания работы по созданию системы

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

1.5 Сведения об источниках и порядке финансирования работ

Источники финансирования работ по созданию АСУТП определяются Заказчиком.

2 Общие сведения по природно-климатическим условиям

В административном отношении объекты обустройства Восточно-Тазовского газоконденсатного месторождения расположены на землях Тазовского района, Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области на Северо-Русском лицензионном участке.

В географическом отношении участок расположен в заполярной части Западно-Сибирской равнины, в пределах юго-восточной части Тазовского полуострова, в Тазовской низменности.

Параметры наружного воздуха по СП 131.13330.2012:

- температура наружного воздуха для проектирования отопления, вентиляции и кондиционирования в холодный период года (температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92) минус 41 °С;
- абсолютная минимальная температура воздуха минус 55 °С;
- средняя температура периода со среднесуточной температурой воздуха менее или равной 8 °С минус 12,8 °С;
- продолжительность отопительного периода 274 суток;
- максимальная из средних скоростей ветра за январь 3,7 м/с;
- температура наружного воздуха для проектирования вентиляции в теплый период года (температура воздуха теплого периода, обеспеченностью 0,95) 20 °С;
- температура наружного воздуха для проектирования кондиционирования в теплый период года (температура воздуха теплого периода, обеспеченностью 0,98) 23 °С;
- абсолютная максимальная температура воздуха 36 °С;
- минимальная из средних скоростей ветра за июль 2,4 м/с.

3 Нормы, стандарты, сокращения и определения

3.1 Порядок приоритетности документов

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

Порядок приоритета нормативов:

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

3.2 Сокращения

В настоящем документе применены следующие обозначения и сокращения:

АСУ ТП	- автоматизированная система управления технологическими процессами;
ВИЭ	- возобновляемые источники электроэнергии;
ИБП	- источник бесперебойного питания;
ИО	- информационное обеспечение;
ИТ	- информационные технологии;
ИУС	- информационно-управляющая система;
КИПиА	- контрольно-измерительные приборы и автоматика;
ПЛК	- программируемый логический контроллер;
ПНР	- пуско-наладочные работы;
ПО	- программное обеспечение;
СТМ	- система телемеханики;
ТО	- технологические объекты (станции, установки, комплексы, агрегаты, аппараты);
УКПГ	- установка комплексной подготовки газа;
ЧМИ	- человеко-машинный интерфейс;
ЦДГиГК	- цех добычи газа и газоконденсата;
SCADA	- координационное управление и накопление данных (Supervisory Control and Data Acquisition).

3.3 Единицы измерения

Должны использоваться системы международных единиц измерения (СИ).

4 Назначение и цели создания системы

4.1 Назначение системы

Система телемеханики объектов добычи охватывает весь перечень объектов автоматизации проектируемых кустовых площадок, газосборных сетей и предназначена для выполнения следующих функций:

- телеуправление объектами;
- телесигнализация;
- телеизмерение;
- система видеонаблюдения за объектами;
- хранение данных;
- формирование сводок.

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

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

4.2 Цели создания системы

Технико-экономическими целями расширения АСУТП являются:

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

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

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

5 Характеристика объекта автоматизации

5.1 Объекты автоматизации

Объектом автоматизации являются:

- площадка узла врезки N4, кран шаровой с ручным управлением DN200 PN160;
- площадка узла врезки N5, кран шаровой с ручным управлением DN200 PN160;
- площадка отключающей арматуры ПК64+25,00 – существующий комплекс ВИЭ на площадке отключающей арматуры ПК64+12.80 проекта 0915;
- площадка отключающей арматуры ПК74+30,00 - существующий комплекс ВИЭ на площадке отключающей арматуры ПК73+10.00 проекта 0915.

Схема автоматизации функциональная приведена на чертеже 1576-П-АСУ-0001.

Схема структурная комплекса технических средств АСУТП приведена на чертеже 1576-П-АСУ-0002.

Объем вновь подключаемого оборудования по каждому контрольному пункту (1576-001-АК-0005 перечень сигналов).

Проектом предусматривается следующий объем автоматизации:

- местное и дистанционное измерение давления перед задвижками;
- местное и дистанционное измерение давления после задвижек;
- местное измерение температуры перед задвижками;
- дистанционное и местное управление электроприводной запорной арматурой;
- известительная сигнализация (положения открыта/закрыта, общая неисправность, стоп, авария по моменту, режим управления) электроприводной запорной арматуры;
- дистанционный контроль и сигнализация загазованности на площадках отключающей арматуры.

5.2 Условия эксплуатации оборудования

Группа макроклиматических районов и категория размещения средств автоматизации на наружной установке УХЛ1.

Контроллерное оборудование должно функционировать в условиях воздействия окружающей среды с параметрами (электроснабжение в условиях ВИЭ): от минус 60°С до 60°С.

Электроснабжение компонентов системы производится от сети переменного тока напряжением 380В, частотой 50 Гц и 24В постоянного тока.

6 Требования к системе

6.1 Требования к структуре системы управления

6.1.1 Общие требования к структуре системы

СЛТМ проектируется как расширение существующей системы, выполненной по проекту 0915 Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи.

Диспетчерский пункт существующий по проекту 0915 ООО НПФ ВЫМПЕЛ.

Доработка верхнего уровня (расширение лицензий, доработка мнемосхем, баз данных и прочее).

~~Система телемеханики кустов (СТМ) эксплуатационных скважин представляет собой аппаратно и функционально выделенную систему с выделением отдельных рабочих станций в составе единого пульта управления.~~

Связь нижнего уровня СТМ с верхним уровнем (пунктом управления на УКПП Северо-Русского месторождения) осуществляется при помощи оптической линии связи. Связь осуществляется через Ethernet по протоколу Modbus TCP. Скорость канала передачи данных для системы телемеханики кустов должна быть не менее 1 Мб/с. В качестве резервного канала связи применен радиоканал.

Проектом предусмотрено подключение системы телемеханики объектов добычи Восточно-Тазовского месторождения в ЦДГиГК Северо-Русского месторождения посредством протокола OPC. Обмен данными будет производиться между сервером, входящим в состав системы телемеханики Восточно-Тазовского месторождения и интеграционной станцией системы автоматизации ЦДГиГК Северо-Русского месторождения.

Проектом предусмотрена интеграция системы телемеханики в проектируемую ИУС ЦДГиГК Северо-Русского месторождения, посредством технологии OPC, передачу технологических параметров по каналам корпоративной связи на верхний уровень управления ИУС ПАО «НОВАТЭК - ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ», и в ПАО «НОВАТЭК». Выбор аппаратной платформы оборудования системы телемеханики кустов (СТМ) осуществлен с учетом максимальной интеграции в единое информационное пространство объектов группы компаний «НОВАТЭК».

Иерархически СТМ должна предусматривать следующие уровни автоматизации:

- Нулевой (полевой) уровень). На нулевом уровне должны решаться следующие задачи:
 - а) преобразование физических величин технологического процесса в аналогово-цифровую информацию, являющуюся входной для первого (контроллерного) уровня, обеспечение первичной диагностики на уровне измерительных приборов;
 - б) осуществление основных алгоритмов управления для регуляторов, исполнительных органов/механизмов, поддерживаемых интеллектуальными устройствами с цифровыми протоколами;
 - в) обработка управляющих воздействий на технологический процесс с использованием исполнительных механизмов с выходов первого уровня;
 - г) самодиагностика оборудования и выработка предупреждающих сигналов в случае ошибок работы или отказов;
 - д) исполнение алгоритмов калибровок и др. диагностических операций по команде второго (системного) уровня.

– Первый уровень управления (контроллеры и шкафы управления, расположенные на технологических объектах) обеспечивает следующие функции:

- а) сбор и обработка информации, поступающей от контрольно-измерительных приборов нулевого (полевого) уровня;
- б) управление и регулирование технологического процесса подачей управляющих сигналов на исполнительные механизмы нулевого уровня;
- в) включение защит, блокировок и светозвуковой сигнализации в случае выхода технологических параметров за допустимые пределы;
- г) расчетные (расчет времени наработки технологического оборудования, расчет (вычисление) объема жидкости в емкостях и резервуарах, расчет расхода газа или жидкости через приборы учета за единицу времени и прочее);
- д) обмен данными со вторым (системным) уровнем автоматизации.

– Второй (системный) уровень. На втором уровне должны решаться следующие задачи:

- а) обеспечение доступа оперативного персонала к технологической информации и функциям управления технологическим процессом;
- б) настройка режимов работы технологического процесса и отдельных узлов технологического оборудования;
- в) координации функционирования взаимосвязанных технологических объектов (аппаратов, установок);
- г) управления потоками и режимами работы оборудования на объекте с учётом приоритетов соответствующих задач и сигналов;
- д) разделение прав (уровней) доступа оперативного, диспетчерского и обслуживающего персонала, защиту от несанкционированного доступа к технологической информации и функциям управления технологическим процессом.

Сбор, обработка и архивирование данных:

- а) о технологических параметрах;
 - б) о предупредительных и предаварийных ситуациях;
 - в) о техническом состоянии технологического оборудования;
 - г) о техническом состоянии оборудования АСУТП;
 - д) о техническом состоянии каналов связи;
 - е) о действиях оператора.
- ж) отображение на экране монитора в удобном для оператора виде перечисленных выше оперативных данных;
- з) формирование технологических отчетов;
 - и) обмен информацией с внешними системами;
 - к) обеспечение выполнения инженерных функций по конфигурированию и обслуживанию Системы.

– Третий уровень (службы управления газодобычи) осуществляет:

- а) определение оптимальных технико-экономических заданий (показателей);
- б) контроль и анализ их выполнения;
- в) передачу заданий – уставок для каждого технологического объекта;
- г) формирование информации для передачи вышестоящим управляющим структурам.

Целостность функциональных подсистем, реализуемых на различных уровнях иерархии, обеспечивается за счет использования информационно-управляющих межуровневых связей в структуре управления технологическими объектами сбора газа и конденсата.

Основным постом управления месторождения является диспетчерская служба, расположенная в ЦДГиГК СРМ, от которой осуществляется дистанционный контроль и управление оборудованием и режимами работы основных и вспомогательных объектов.

6.1.2 Требования к подсистемам

6.1.2.1 Требования к системе телемеханики

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

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

Система телемеханики кустов скважин должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- телеуправление объектами;
- телесигнализация;
- телеизмерение;
- система видеонаблюдения за объектами;
- хранения данных;
- формирование сводок.

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

Состав СТМ должен предусматривать:

- инженерная панель оператора;
- устройства сбора данных и формирования управляющих воздействий (ПЛК с модулями ввода/вывода), расположенные в системных шкафах;
- распределительные шкафы;
- источники питания для оборудования АСУ и полевых приборов.

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

Второй уровень создаваемой АСУТП должен быть реализован с применением действующих серверов ввода-вывода АРМ АСУТП, расположенных в ЦДГиГК Северо-Русского месторождения. Для этого должны быть предусмотрены (при необходимости) меры по увеличению количества лицензий, тэгов и массива данных действующих лицензий платформенного программного обеспечения серверов ввода-вывода и АРМ АСУТП:

- увеличение количества тэгов сервера историй;
- увеличение тэгов сервера ввода-вывода и сервера историй удаленного Web-сервера в аппарате управления, создание удаленных рабочих мест Web-сервера.

Все необходимые средства лицензирования, аппаратное и программное обеспечение должны быть учтены и обеспечены изготовителем системы в рамках настоящих Технических требований за счет собственных средств.

В составе системы телемеханики предусмотреть доработку программных и аппаратных средств для интеграции точек контроля от вновь проектируемых площадок в существующие комплексы ВИЭ внутрипромысловых линейных объектов:

- площадка отключающей арматуры ПК64+25,00 – существующий комплекс ВИЭ на площадке отключающей арматуры ПК64+12.80 проекта 0915;
- площадка отключающей арматуры ПК74+30,00 - существующий комплекс ВИЭ на площадке отключающей арматуры ПК73+10.00 проекта 0915.

6.1.2.2 Требования к электроснабжению и электропитанию

В качестве источников электроснабжения приняты возобновляемые источники электроснабжения (ВИЭ) на базе ветрогенераторов и солнечных панелей. В качестве

накопителей электроэнергии используется блок из аккумуляторных батарей. Емкость аккумуляторной батареи выбрана по условию энергообеспечения технологических нагрузок в любых режимах, в случае отсутствия подпитки от ВИЭ или превышения мощности технологических нагрузок суммарной мощности ВИЭ. Технологическое оборудование необходимо предусматривать с низким уровнем потребления электроэнергии.

Решения по электроснабжению предусматривают электропитание с применением ВИЭ следующих удалённых площадок:

- площадка отключающей арматуры ПК64+12.80;
- площадка отключающей арматуры ПК73+10.00.

Электротехнические устройства СТМ, подключенные к централизованному электропитанию, относятся к электроприемникам особой группы I категории электроснабжения, не допускающей перерыва электропитания.

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

Повышение надежности системы электроснабжения АСУТП должно осуществляться подключением двух вводов электропитания через устройство автоматического ввода резерва (АВР).

6.1.3 Архитектура системы управления

Структурная схема представлена на чертеже 1576-П-АСУ-0001 проектной документации.

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

Технические требования к составляющим АСУТП системам приведены в разделах 6.2.1-6.2.7.

Информация из СТМ по волоконно-оптической линии связи передаётся в операторную УКПГ ЦДГиГК Северо-Русского месторождения. В качестве резервного канала связи применен радиоканал.

6.1.4 Требования к структуре и функционированию системы

6.1.4.1 Общие требования к структуре и функционированию системы

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

Все элементы разрабатываемой АСУТП должны соответствовать ГОСТ 24.104-85 ЕСС АСУ «Автоматизированные системы управления. Общие требования».

Структура системы контроля и управления должна быть разработана исходя из принятого уровня автоматизации, обеспечения безопасной эксплуатации проектируемого производства, принятой структуры генплана и возможностей применяемых технических средств системы управления.

6.1.4.2 Перспективы развития и модернизации системы

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

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

Для развития и модернизации системы должны быть предусмотрены:

- резервные площади для установки дополнительных технических средств системы управления, где это необходимо, для расширения системы в результате полного развития месторождения;
- резервные каналы ввода/вывода и лицензии объеме не менее 30% для каждого типа сигналов;
- система должна допускать поэтапный ввод АСУТП по установкам;
- резерв информативных характеристик (например, производительность, объем жесткого диска) не менее 40%.

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

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

Должна быть предусмотрена возможность расширения нулевого уровня АСУТП путем подключения дополнительных модулей ввода-вывода, нормирующих преобразователей, барьеров искрозащиты и других аппаратных компонентов в объеме 30% по дискретным каналам ввода-вывода и 20% по остальным сигналам. Все вышеперечисленные компоненты должны быть установлены в шкафы АСУТП и обвязаны до входных клеммников, чтобы обеспечить быстрое подключение дополнительных сигналов без внутришкафного монтажа.

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

Во всех шкафах и панелях, шасси контроллеров системы АСУТП необходимо предусмотреть не менее 30% свободного места для размещения дополнительного оборудования.

6.1.5 Требования к надежности

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

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

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

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

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

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

Назначенный срок службы контроллерного оборудования должен составлять не менее 15 лет. Заданные показатели надежности должны обеспечиваться при соблюдении

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

Время автономной работы СТМ при отсутствии электроэнергии от солнечных батарей и ветрогенератора не менее 5 суток.

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

Источники питания должны быть резервируемыми.

Исходными данными для определения обоснованных требований к надежности АСУТП являются:

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

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

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

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

Общий порядок оценки надежности автоматизированных систем приведен в п.6.1.5.1;

- определение режимов и параметров технической эксплуатации АСУТП.

Надежность системы технологических защит должна обеспечиваться аппаратным резервированием:

- модулей центрального процессора;
- промышленных сетей;
- источников питания;
- временной, алгоритмической, информационной и функциональной избыточностью и наличием средств оперативной и автономной диагностики.

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

- система бесперебойного электропитания должна обеспечивать функционирование СТМ и полевого оборудования КИПиА в течение 5 суток при отсутствии электроэнергии от солнечных батарей и ветрогенератора;
- при срабатывании условий защитных блокировок пуск технологического процесса должен выполняться технологическим персоналом вручную по месту;
- СТМ должна иметь в своем составе аппаратно-программные средства самодиагностики, позволяющие фиксировать отказы оборудования Системы с точностью до модуля, и передавать о них сообщения на рабочие станции, для архивирования и отображения;
- для СТМ должно быть предусмотрено резервирование необходимого типа модулей и блоков (дублированные блоки питания, дублированная системная шина);
- должна быть предусмотрена возможность вывода сигналов на верхний уровень по основному и резервному каналам связи.

6.1.5.1 Показатели надежности технических и программных средств

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

Показатели надежности включают в себя:

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

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

АСУТП должна обеспечивать следующие значения показателей надежности выполнения основных функций:

- режим работы – непрерывный (24 ч/сутки);
- средняя наработка на отказ по информационным функциям – не менее 40 000 ч;
- средняя наработка на отказ по функциям управления – не менее 50 000 ч;
- средняя наработка на отказ по функциям защиты – не менее 120 000 ч;
- среднее время восстановления работоспособности системы по любой из выполняемых функций не должно превышать 30 мин;
- коэффициент готовности системы по основным функциям – не менее 0,99;
- среднее время восстановления после сбоя с заменой модулей из ЗИП – не более 0,5 часа;
- Срок службы АСУТП должен составлять не менее 15 лет.

В составе АСУТП должны быть предусмотрены источники бесперебойного питания. Время автономной работы каждой из систем АСУТП от батарей – 2 часа.

6.1.6 Требования к безопасности

Технические средства АСУТП должны соответствовать требованиям «Правил устройства электроустановок» и правил техники безопасности электрических цепей по ГОСТ 12.2.007.0-75, а также требованиям по безопасности средств вычислительной техники, используемой в ИСУ по ГОСТ 25861-83.

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

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

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

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

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

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

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

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

Сигнальные цвета и знаки безопасности по ГОСТ 12.4.026-2015.

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

6.1.6.1 Требования к запасным изделиям

Обеспечить ЗИП, оборудование и инструменты для проведения работ по техническому обслуживанию и поддержанию работоспособности АСУТП.

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

– дистрибутив программного обеспечения АСУТП должен храниться у Заказчика на внешних носителях с инструкцией и программой инсталляции.

– состав ЗИП определяется на этапе проектирования в соответствии с техническими требованиями по надежности АСУТП и объемом финансирования проекта и должен включать в себя не менее 20% всех компонентов системы (модули, процессоры, HDD, коммутаторы, барьеры и др. по согласованию с Заказчиком).

6.1.7 Требования к защите информации от несанкционированного доступа

Программное обеспечение должно быть защищено от несанкционированного доступа:

– стандартными средствами безопасности, предоставляемыми операционной системой;

– стандартными средствами системы SCADA (идентификация пользователей и разграничение прав доступа).

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

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

ПТК должен обеспечивать контроль уровней доступа пользователей к различным группам операций (например, управление электротехническим оборудованием, изменение уставок терминалов защит, конфигурирование Системы).

Различные операции должны разделяться на группы:

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

По каждой группе могут быть обеспечены следующие уровни прав доступа:

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

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

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

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

6.1.8 Требования по сохранности информации

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

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

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

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

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

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

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

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

- резервирование каналов передачи;
- буферизация данных в энергонезависимой памяти контроллера с последующей передачей их серверу ввода/вывода при восстановлении связи;
- отсутствие связи между первым и вторым уровнем не должно приводить к потере данных на первом уровне;
- время зависит от объема памяти контроллера (но не менее 30 минут при передаче данных);

– реализовать гистерезис «мертвую зону» с возможностью ее редактирования с ВУ. Установить гистерезис для давления = 0,1МПа.

В системе должны быть предусмотрены средства для резервного копирования информации. В эксплуатационной документации должен быть определен регламент и процедуры резервного копирования, восстановления данных и программного обеспечения.

6.1.9 Требования к средствам защиты от внешних воздействий

Настоятельно рекомендуется защищать носители: диски, магнитные дискеты, ленты, карты памяти и другие носители путем их хранения в негорюемых шкафах.

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

Здания, в которых располагается контроллерное оборудование, должны удовлетворять требованиям СО 153-34.21.122-2003 «ИНСТРУКЦИЯ ПО УСТРОЙСТВУ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ЗДАНИЙ», ПУЭ глава 7 «ЗАЗЕМЛЕНИЕ И ЗАЩИТНЫЕ МЕРЫ».

6.1.10 Требования к радиоэлектронной защите средств АС

Для обеспечения работоспособности в условиях эксплуатации оборудование АСУТП должно соответствовать требованиям устойчивости к импульсному магнитному полю по ГОСТ Р 50649-94, степень жесткости 4.

Оборудование АСУТП должно соответствовать требованиям ГОСТ Р 50571-4-44-2011.

Для защиты от помех оборудования АСУТП следует использовать следующие способы:

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

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

6.1.11 Требования к стандартизации и унификации

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

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

Унификация информационных функций должна обеспечиваться использованием:

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

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

Необходимо обеспечить максимальную унификацию поставляемого оборудования с существующим оборудованием для уменьшения затрат на обслуживание, обеспечить бесшовную интеграцию со смежными автоматизированными системами.

6.1.12 Требования к патентной чистоте

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

6.2 Требования к функциям системы

6.2.1 Общие требования к функциям системы

Функции, выполняемые системой, можно разделить на следующие группы:

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

6.2.2 Требования к информационным функциям

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

Функции включают в себя:

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

6.2.3 Требования к управляющим функциям

Управляющие функции должны обеспечивать:

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

6.2.4 Требования к функциям защит и блокировок

Реализация функций противоаварийных защит и блокировок должна выполняться с помощью функций технологических защит в составе СТМ и заключать в себе следующие функции:

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

– блокировку повторного запуска технологического комплекса (или отдельного оборудования) до устранения причин останова или принудительной деблокировки.

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

6.2.5 Временной регламент реализации функций

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

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

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

Система должна обеспечивать следующие значения выполнения основных функций:

- среднее время восстановления работоспособности системы по любой из выполняемых функций не должно превышать 30 мин.;
- коэффициент готовности системы по основным функциям – не менее 0,99.

6.2.6 Требования к качеству реализации функций

Для реализации функций должны выполняться следующие требования:

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

6.2.7 Перечень критериев отказов для функций

К перечню отказов функций относятся:

- отказ функции сбора и первичной обработки аналоговых сигналов.
- отказ функции сбора и первичной обработки дискретных сигналов;
- отказ функции сбора и обработки цифровых сигналов;
- отказ функции предупредительной и аварийной сигнализации;
- отказ функции регистрации текущих событий;

- отказ функции регистрации аварийных событий;
- отказ функции архивации, хранения и предоставления ретроспективной информации;
- отказ функции обеспечения возможности анализа действия защит;
- отказ функции регистрации трендов аварийных процессов;
- отказ функции обмена информацией со смежными системами по протоколу обмена (ОРС-сервер-клиент).

Для повышения отказоустойчивости функций системы следует предусмотреть следующие требования:

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

6.3 Требования к видам обеспечения

6.3.1 Требования к эргономическому обеспечению

Человеко-машинный интерфейс (ЧМИ) системы должен обеспечить:

- отображение технологических объектов на экранах мониторов ОП с визуализацией фактических параметров и сигналов, поступающих в систему;
- отображение предупредительных и аварийных сигналов, а также наличие возможности квитирования этих сигналов, в том числе, при поступлении серии сигналов;
- поддержку диалога для выполнения функций телеуправления с отображением ответной информации, поступающей от управляемого объекта;
- поддержку диалога для задания или изменения уставок;
- автоматическое слежение за выходом этих параметров из допустимого диапазона с оповещением оператора звуковой сигнализацией;
- протоколирование ответственных действий оператора (управление, сдача/приемка смены) с указанием даты и времени события, а также информации для идентификации пользователя;
- возможность возврата на предыдущий уровень или в начало диалога на любом шаге диалога управления;
- отображение на русском языке текстовой информации, содержащейся в графических видеокдрах, таблицах, меню, необходимых оператору для выполнения оперативного управления технологическим процессом. Ввод текстовой информации в диалоговом режиме с клавиатуры осуществляется также на русском языке с возможностью перехода (при необходимости) на латинский регистр и обратно;
- навигацию по видеокдрам по принципу «от общего к частному» и наоборот - от основного видеокдра, которая содержит схематические обозначения всех подобъектов, к видеокдрам этих подобъектов.

6.3.2 Требования к методическому обеспечению

Виды и комплектность документов регламентированы ГОСТ 34.201-89 «Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем».

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

6.3.3 Требования к лингвистическому обеспечению

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

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

- язык последовательных функциональных схем (Sequential Function Chart - SFC), описывающий логику программы на уровне чередующихся процедурных шагов и транзакций (условных переходов);

- язык релейных диаграмм или релейной логики (Ladder Diagram - LD);

- язык функциональных блок-диаграмм (Functional Block Diagram - FBD);

- язык структурированного текста (Structured Text - ST) - текстовый высокоуровневый язык общего назначения;

- язык инструкций (Instruction List - IL)- текстовый язык низкого уровня.

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

- прием и обработку сигналов от первичных измерительных преобразователей;

- оценку достоверности входной информации;

- организацию автоматического управления исполнительными устройствами (для объектов автоматизации базового и перспективного классов);

- реализацию алгоритмов технологических защит и блокировок (для объектов автоматизации базового и перспективного классов).

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

- управление приводами, механизмами и другими объектами;

- защиты, блокировки, АВР;

- алгоритмические, логические преобразования;

- П-, ПИ-, ПИД- законов регулирования аналогового и импульсного типов.

Для оценки достоверности входной информации должны применяться:

- диагностирование наличия питающего напряжения и проверка исправности всех технических средств, входящих в канал прохождения информации (первичного преобразователя, соединительных линий, модулей ввода/вывода и т.д.);

- проверка значения сигнала (находится в пределах допустимого диапазона);

- проверка скорости изменения сигнала;

- специальные алгоритмы контроля обрыва и короткого замыкания во внешних цепях первичного преобразователя.

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

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

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

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

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

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

6.3.4 Требования к математическому обеспечению

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

- работа с большим количеством параметров АСУТП;
- высокая производительность обслуживания потоков сигналов;
- малое время реакции АСУТП;
- высокая надежность функционирования АСУТП;
- недопустимость потери, искажения и необоснованного дублирования циркулирующей информации.

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

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

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

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

- регулирование технологических параметров;
- программно-логическое управление;

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

- разработку общего алгоритма функционирования АСУТП;
- разработку алгоритмов сбора и первичной обработки аналоговой информации;
- разработку алгоритмов усреднения;
- разработку алгоритмов управления технологическим процессом;

- разработку алгоритма технологического контроля;
- разработку алгоритма отображения информации оператору АСУТП;
- разработку алгоритма ведения истории параметров и архивации состояния;
- разработку алгоритма опроса контроллера.

6.3.5 Требования к информационному обеспечению

6.3.5.1 Состав, структура и способы организации данных в системе

Состав данных:

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

Структура и способы организации данных должны удовлетворять международному стандарту ИЕС 61131-3.

В системе могут применяться данные следующих типов:

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

Следующие элементарные типы представления данных:

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

Следующие составные типы представления данных:

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

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

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

Возможно применение следующих моделей структурирования данных:

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

Возможно применение следующих способов организации данных:

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

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

6.3.5.2 Требования к информационному обмену между компонентами системы

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

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

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

6.3.5.3 Требования к информационной совместимости со смежными системами

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

Информационная совместимость может быть достигнута путем построения комплекса

информационных средств системы АСУТП на основе международных открытых интерфейсов и информационных технологий, т.е. для системы АСУТП должна выполняться информационная совместимость со смежными системами на уровне интерфейса.

6.3.5.4 Требования по использованию классификаторов

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

При разработке системной классификации объектов не должно возникать противоречий со следующими видами классификаторов более высокого уровня:

- международные классификаторы - стандартные классификаторы, используемые по всему миру;
- межгосударственные классификаторы - классификаторы, используемые в рамках экономических союзов и других межгосударственных объединений;
- национальные, или межотраслевые - классификаторы, используемые в пределах государства;
- отраслевые - классификаторы, используемые в рамках нефтегазовой отрасли.

В классификаторах могут быть применены два метода классификации: иерархический и фасетный.

Требования к классификатору, построенному на иерархическом методе классификации:

- классификационные группировки, расположенные на одной ступени классификатора не должны пересекаться, то есть не должны включать в себя аналогичных понятий;
- на каждой ступени классификатора для разделения вышестоящей группировки должен использоваться только один признак;
- сумма подмножества всегда должна давать делимое множество объектов;
- не должна оставаться часть объектов, не вошедших в состав классификационной группировки.

К классификатору, построенному на фасетном методе классификации, предъявляются следующие требования:

- должен соблюдаться принцип непересекаемости фасета, то есть состав признаков одного фасета не должен повторяться в других фасетах этого же класса;
- в состав классификатора должны быть включены только такие фасеты и признаки, которые необходимы для решения конкретных задач.

При выборе системы классификации необходимо руководствоваться следующими требованиями:

- достаточная емкость и необходимая полнота, которые гарантируют охват всех объектов системы;
- оправданная глубина;
- обеспечение возможности решения комплекса задач системы управления;
- возможность расширения множества классифицируемых объектов и внесения необходимых изменений в структуры классификации;
- обеспечение возможности сопряжения с другими классификациями однородных объектов;
- обеспечение простоты ведения классификатора.

Для классификации объектов системы в различных подзадачах могут быть применены следующие методы кодирования в классификаторах:

- порядковый метод - каждый из объектов множества кодируется с помощью текущего номера по порядку. Обеспечивает простоту добавления новых объектов и краткость кода, однако такой код не несёт никакой информации об объекте. Используется в случаях, когда не требуется сложного деления на множества;

– серийно-порядковый метод - кодами служат числа натурального ряда с закрепленной отдельной серией этих чисел за объектами классификации с одинаковыми признаками;

– последовательный метод - в кодовом обозначении знаки на каждой ступени деления зависят от результатов разбиения на предыдущих ступенях. В результате кодовое обозначение группировки дает информацию о последовательности признаков, характеризующих эту группировку. Наиболее подходит иерархическому методу классификации.

– параллельный метод - признаки классификации кодируются независимо друг от друга определенными разрядами или группой разрядов кодового обозначения. Метод параллельного кодирования чаще всего используется при фасетной классификации, но применяется также и в иерархической классификации. При этом либо соподчиненные признаки, обладая полной однородностью, располагаются параллельно во всех звеньях иерархической цепи, либо несоподчиненные параллельные признаки искусственно устанавливаются в определенной последовательности.

Единство классификации данных должно обеспечиваться посредством привязки данных к уникальным идентификаторам. Идентификаторы оборудования должны получаться посредством информационного обмена с единым иерархическим классификатором технологического оборудования.

6.3.5.5 Требования к структуре процесса сбора, обработки, передачи данных в системе и представлению данных

Сбор данных должен проводиться с соблюдением следующих требований:

– данные должны быть разделены на несколько групп по критерию приоритетности данных – высокий, нормальный, низкий приоритет и т.п.;

– для каждой группы данных должен быть определен максимально возможный период сбора данных, причем, чем выше приоритет данных, тем меньше должен быть максимально возможный период сбора данных;

– текущая длительность периода сбора данных не должна превышать максимально возможного периода сбора данных, определенного для данной группы данных, в случае превышения текущей длительностью сбора данных максимального периода - сбор данных должен быть прерван до следующего цикла;

– сбор данных должен происходить в соответствии с приоритетом данных – при совпадении момента начала сбора данных с разными приоритетами должен быть сначала проведен сбор данных с более высоким приоритетом;

– сбор данных должен обеспечивать данные меткой достоверности данных.

Обработка данных должна проводиться с соблюдением следующих требований:

– приоритетность и периодичность обработки данных определяется на этапе сбора данных;

– обработка данных должна быть выполнена непосредственно после сбора данных;

– обработка данных должна быть выполнена с учетом метки достоверности данных.

Передача данных должна проводиться с соблюдением следующих требований:

– приоритетность и периодичность передачи данных определяется на этапе сбора данных;

– передаваемые данные должны быть снабжены меткой достоверности данных;

– передача данных должна быть асинхронной по отношению к задачам сбора и обработки данных.

6.3.5.6 Требования к контролю, хранению, обновлению и восстановлению данных

Хранимые в системе данные должны быть разделены на группы данных по сроку хранения данных: мгновенные данные, краткосрочное хранение, долгосрочное хранение, вечное хранение. Для каждой группы данных должны быть определены следующие

параметры:

- срок хранения данных (длина архива);
- период сбора данных;
- метод усреднения собранных данных;
- период обновления архивных данных усредненными значениями;
- метод удаления данных из архива (безвозвратное удаление, перемещение данных в другую временную группу с определенным методом усреднения).

Средства защиты данных от разрушения должны обеспечивать возможность восстановления данных в полном объеме. Восстановление данных должно выполняться автоматически в фоновом режиме, быть совершенно прозрачным для пользователя и не влиять на время реакции системы на запрос данных.

Для системы должны быть определены контрольные точки, в которых производится полное архивирование состояния и конфигурации системы. Создание контрольных точек системы должно иметь событийно-периодический характер и осуществляться либо после внесения в конфигурацию систему любого изменения, либо периодически. Носители, содержащие полный архив для восстановления данных системы, должны иметь метку времени, описание содержимого и состояния системы в контрольной точке и быть защищены паролем.

Физический доступ к носителям, содержащим полный архив системы в контрольной точке, должен быть ограничен.

6.3.5.7 Требования к процедуре придания юридической силы документам, продуцируемым техническими средствами АС

Документы на машинном носителе должны быть записаны, изготовлены и размечены в соответствии с требованиями ГОСТ 6.10.3-83, ГОСТ 8303-93, ГОСТ 19768-93, ГОСТ 20731-86, ГОСТ 25465-95, ГОСТ 25752-83, ГОСТ 25764-83, ОСТ 24.958.01-84 - ОСТ 24.958.74-84, Р 50-54-76-88, а информация закодирована в соответствии с межгосударственными классификаторами технико-экономической информации. При отсутствии в межгосударственных классификаторах необходимой информации допускается применять коды зарегистрированных межотраслевых и отраслевых классификаторов.

Документ на машинном носителе и машинограмма приобретают юридическую силу после выполнения требований ГОСТ 6.10.4-84 и подписания сопроводительного письма.

Запись документа на машинном носителе и создание машинограммы должны производиться на основе данных, зафиксированных в исходных (первичных) документах, полученных по каналам связи от автоматических регистрирующих устройств или в процессе автоматизированного решения задач.

По требованию организации-пользователя для визуального контроля документа, созданного на машинном носителе, преобразуют его в человекочитаемую форму различными техническими средствами отображения данных (дисплеи, печатающие устройства и др.).

Подлинники, дубликаты и копии документа на машинном носителе и машинограммы, полученные стандартными программными средствами данного вычислительного комплекса, имеют одинаковую юридическую силу, если они оформлены в соответствии с требованиями ГОСТ 6.10.4-84.

Если в подлинник машинограммы вносят изменения, то на ней должны быть указаны основания изменений, дата, время их внесения, должность и подпись должностного лица, сделавшего изменения, и ее расшифровка.

6.3.6 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение СТМ должно состоять из следующих видов:

- общее программное обеспечение;
- специальное программное обеспечение.

Общее программное обеспечение включает в себя программное обеспечение

производителя контроллерного, компьютерного и коммуникационного оборудования, интеллектуального технологического оборудования и локальных автоматизированных систем:

- системное программное обеспечение (операционные системы, сервисы, драйверы устройств);
- инструментальное программное обеспечение (среды разработки специального программного обеспечения);
- прикладное программное обеспечение (СУБД, SCADA, текстовые редакторы, текстовые процессоры, табличные процессоры, клиенты для доступа к сервисам, системы проектирования и производства).

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

Виды специального программного обеспечения:

- конфигурационная информация и параметры настройки программируемого оборудования системы;
- программные модули, реализующие алгоритм работы системы;
- программные модули расширенной диагностики оборудования;
- программные модули сетевого обмена данными между подсистемами и частями;
- скриптовые модули SCADA;
- программные модули экспорта/импорта данных.

В составе программного обеспечения должны быть предусмотрены все лицензии (с учетом резерва 30%) на поставляемое программное обеспечение систем PCY, СМС в составе АСУТП с учетом интегрируемых локальных систем управления (в т.ч. диагностических и системных параметров). В зависимости от способа, вида лицензирования поставщик должен обеспечить необходимое количество программных, аппаратных лицензий, охватывающих с учетом резерва все физические, цифровые, виртуальные и системные (в том числе внешних локальных систем управления, подключенных по интерфейсным линиям связи) сигналы.

Исходные коды и дистрибутивы разработанного Поставщиком АСУТП программного обеспечения СТМ должны быть переданы Заказчику.

6.3.7 Требования к техническому обеспечению

6.3.7.1 Требования к видам технических средств

АСУТП должна быть построена на базе следующих технических средств:

- промышленные операторские панели;
- программируемые логические контроллеры;
- устройства распределенной периферии и связи с объектом;
- коммуникационное оборудование;
- блочное технологическое оборудование;
- интеллектуальные полевые устройства;
- контрольно-измерительные приборы и датчики.

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

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

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

В целях обеспечения единого функционального и технологического уровня обеспечения информационной безопасности каналов передачи данных с объектов добычи газа, следует применять идентичные находящиеся в эксплуатации заказчика модели межсетевых экранов.

В качестве приборов контроля технологических параметров (температура, давление, расход, уровень и т.д.) предусматривается использование интеллектуальных датчиков (измерительных преобразователей).

Исполнительные устройства систем автоматического регулирования и управления (запорно-регулирующая арматура) должны быть предусмотрены с интеллектуальным микропроцессорным электроприводом и выходным интерфейсом полевой цифровой последовательной шины.

Все оборудование комплекса технических средств должно иметь «Сертификат в Системах сертификации ГОСТ и сертификации продукции в области пожарной безопасности» и «Свидетельство о взрывозащищённости электрооборудования» (для взрывоопасных установок) России и также должно обеспечивать степень защиты по ГОСТ 14254-2015 не ниже IP65 для компонентов, устанавливаемых вне помещений, не ниже IP42 – внутри помещений. Если оборудование не обеспечивает такой степени защиты, оно должно устанавливаться в шкафы, корпуса, пульты для выполнения этих условий.

Работоспособность связи между центральным контроллером и каждым конкретным ПЛК не должна зависеть от работоспособности других ПЛК. Отказ какого-либо ПЛК (отказ контроллера, оборудования связи, потеря гарантированного питания в шкафу ПЛК и т.д.) не должен приводить к потере связи с другими (исправными) ПЛК.

Комплекс технических средств включает:

- источники бесперебойного питания (ИБП);
- коммуникационные устройства информационной сети (оборудование связи): маршрутизаторы, коммутаторы сети Ethernet, межсетевые экраны, патч-панели, кроссовые панели.

Конкретный состав программно-технического комплекса АСУТП должен быть определен на этапе разработки рабочей документации.

Для повышения надежности серверы связи и базы данных, АРМ операторов и инженерная рабочая станция связаны дублированной сетью Ethernet.

Вся аппаратура должна являться серийно выпускаемой продукцией и иметь сертификаты соответствия.

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

В шкафу ТМ предусмотреть цветную сенсорную панель.

В состав станций телемеханики должны входить:

- шкафы с необходимыми монтажными и электротехническими аксессуарами;
- программируемые логические контроллеры;
- вторичные источники питания;
- клеммники для подключения кабелей от оборудования КИП;
- ЗИП, состав ЗИП определяется на этапе проектирования в соответствии с техническими требованиями по надежности АСУТП и должен включать в себя не менее 20% всех компонентов системы (модули, процессоры, коммутаторы, барьеры и др. по согласованию с Заказчиком).

6.3.8 Требования к метрологическому обеспечению

Выполнение измерений, установление и соблюдение требований к измерениям, единицам величин, эталонам единиц величин, средствам измерений, применение средств измерений, методик (методов) измерений, а также осуществление деятельности по

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

Измерения, выполняемые в сфере государственного регулирования должны выполняться по методикам измерений, разработанным, утвержденным и аттестованным в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.563-2009.

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

Результаты измерений должны быть выражены в единицах величин в соответствии с ГОСТ Р 8.417-2002, допущенных к применению на территории РФ в соответствии с ПР 50.2.102-09 (Постановление Правительства Российской Федерации от 31 октября 2009 г. № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации»).

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

Все средства измерений, выпускаемые из производства, вводимые в эксплуатацию и используемые в сфере государственного регулирования в соответствии с требованиями Федерального закона от 26.06.2008г. № 102-ФЗ должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке, причем срок действия свидетельства о поверке должен составлять не менее 2/3 межповерочного интервала на момент проведения ПНР.

Поверка средств измерений проводится в порядке, установленном Приказом Минпромторга России от 02.07.2015 № 1815 «Об утверждении Порядка проведения поверки СИ. Требования к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке», аккредитованными на данный вид деятельности организациями.

Средства измерений, используемые вне сферы государственного регулирования, в добровольном порядке могут подвергаться калибровке. Порядок организации и проведения калибровочных работ определяется требованиями РД РСК 02-2014.

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

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

Все оборудование, применяемое в системах пожарной сигнализации, должно иметь сертификаты пожарной безопасности и сертификаты соответствия. Единый перечень продукции, подлежащей обязательной сертификации утвержден постановлением Правительства РФ от 01.12.2009 N 982. В соответствии с пунктом 3 статьи 145 Технического регламента о требованиях пожарной безопасности обязательное подтверждение соответствия объектов защиты (продукции) требованиям Федерального закона от 22 июля 2008 года N 123-ФЗ может осуществляться в форме обязательной сертификации. Сертификация продукции проводится органами, аккредитованными в соответствии с законодательством РФ об аккредитации в национальной системе аккредитации и дополнительными требованиями, изложенным в статье 148 Технического регламента о требованиях пожарной безопасности.

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

- свидетельства (сертификаты) об утверждении типа СИ с описанием типа;
- сертификаты соответствия (декларацию) техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования» утвержденный РК ТС от 18.10.2011 № 823;
- сертификат соответствия (декларацию) техническому регламенту Таможенного

союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» утвержденный РК ТС от 18.10.2011 № 825 для СИ, применяемых на ОПО во взрывоопасных зонах;

– свидетельства о первичной или периодической поверке, со сроком окончания действия не менее 2/3 межповерочного интервала на момент проведения ПНР;

– документ на методику поверки;

– заводской паспорт, руководство по монтажу, эксплуатации и техническому обслуживанию на русском языке.

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

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

Шкалы показывающих приборов должны соответствовать диапазону измерений первичных преобразователей.

СИ должны быть защищены от несанкционированного доступа к результатам измерений, в конструкции СИ должны быть предусмотрены места для опломбирования.

Монтаж СИ должен обеспечивать 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 должны удовлетворять обязательным метрологическим требованиям к измерениям, установленным Федеральными органами исполнительной власти. Нормы погрешности измерений технологических параметров, не регламентированные государственными или отраслевыми нормативными документами, устанавливаются с учетом отраслевых методических и руководящих документов.

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

Системы измерений, используемые в сфере государственного регулирования должны пройти испытания с целью утверждения типа, с последующей выдачей свидетельства об утверждении типа и внесением в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с ПР 50.2.104-09 – ПР 50.2.107-09.

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

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

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

Метрологическое обеспечение должно осуществляться путем:

– проведения метрологической экспертизы проекта;

– использования средств измерений, включенных в Федеральный информационный фонд обеспечения единства измерений, допущенных к применению на территории Российской Федерации, имеющих сертификаты (свидетельства) об утверждении типа средств измерений, а также сертификаты соответствия техническим регламентам Таможенного союза

о безопасности;

- проведения нормирования, расчета метрологических характеристик измерительных каналов (ИК) системы;
- контроля метрологических характеристик ИК в процессе наладки;
- периодической поверки (для ИК, используемых в сферах Государственного регулирования) или калибровки в процессе эксплуатации системы;
- метрологического надзора за выпуском, монтажом, наладкой, состоянием и применением системы.

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

Нормирование метрологических характеристик (МХ) ИК должно быть осуществлено в соответствии с ГОСТ 8.009-84, с учетом требований ГОСТ Р 22.2.05-94 для каждого ИК. Нормирование МХ ИК должно быть обеспечено расчетом характеристик погрешности измерений ИК в рабочих условиях эксплуатации, контролем при испытаниях в соответствии с ПР 50.2.104-09 – ПР 50.2.107-09 и поверке (калибровке) ИК на соответствие нормированным МХ.

Комплекс МХ ИК, как минимум, должен содержать:

- диапазон показаний ИК, если он шире диапазона измерений;
- рабочий диапазон измерений ИК, в котором обеспечивается соблюдение норм точности;
- погрешность ИК в рабочем диапазоне в рабочих условиях;
- номинальную ступень квантования (цену единицы младшего разряда);
- рабочие условия измерений ИК.

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

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

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

- каналы, подлежащие поверке (входящие в сферу государственного регулирования);
- каналы, подлежащие калибровке (не входящие в сферу госрегулирования);
- каналы, используемые без нормированной точности (индикаторные).

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

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

Должна быть предоставлена возможность доступа ко всем элементам системы для подключения образцовых приборов (калибраторов).

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

- перечень, назначение, типы и основные технические и метрологические характеристики применяемых средств измерений;
- предварительный перечень измерительных каналов;
- требования к точности измерений параметров и (или) к метрологическим характеристикам измерительных каналов;

- компоновку измерительных каналов (измерительные преобразователи, линии связи, вторичные преобразователи и т. п.);
- номенклатура ИК всех измеряемых параметров (подлежащих поверке, калибровке, индикаторных, управляющих, вычислительных);
- численные значения допускаемых погрешностей результатов измерений;
- требования к метрологической совместимости технических средств системы;
- требования к метрологическому обеспечению технических и программных средств, входящих в состав измерительных каналов системы, средств, встроенного контроля, метрологической пригодности измерительных каналов и средств измерений, используемых при наладке и испытаниях системы;
- порядок выполнения метрологической аттестации и требования к организации, проводящей аттестацию;
- перечень, типы и метрологические характеристики рабочих эталонов, необходимых для метрологического обеспечения процессов измерений;
- номенклатура НД, регламентирующей методы и методики измерений;
- номенклатура НД, необходимой для метрологического обеспечения процессов измерений, включая методики поверки (калибровки) средств измерений.

7 Источники разработки

Данные технические требования были разработаны с учётом следующих нормативных документов:

- ГОСТ 34.602-2020. Информационные технологии (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы;
- ГОСТ Р 59793-2021. Информационные технологии (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания;
- ГОСТ Р 59792-2021. Информационные технологии (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды испытаний автоматизированных систем;
- ГОСТ 34.201-2020. Информационные технологии (ИТ). Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем;
- СП 77.13330.2016. Системы автоматизации. Актуализированная редакция СНиП 3.05.07-85;
- Правила устройства электроустановок. Шестое издание, дополненное, с исправлениями. Госэнергонадзор РФ. 2000 г;
- Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Разделы 1, 6, 7. Госэнергонадзор РФ 2000 г;
- ГОСТ 24.104-85. «Автоматизированная система управления. Общие требования»;
- ГОСТ 24.701-86 Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения;
- ГОСТ 27.301-95 «Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения»
- ГОСТ 27.310-95 Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения;
- ГОСТ Р 22.2.05-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные аварии и катастрофы. Нормируемые метрологические и точностные характеристики средств контроля и испытаний в составе сложных технических систем, формы и процедуры их метрологического обслуживания. Основные положения и правила;
- ГОСТ 27.301-95 «Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения»;
- ГОСТ Р ИСО /МЭК 9126-93 «Информационная технология. Оценка программного продукта. Характеристики качества и руководство по их применению».

СОСТАВИЛИ

Наименование организации, предприятия	Должность	Фамилия, Имя, Отчество	Подпись	Дата
АО «Гипровостокнефть»	Начальник ОАСУТП	Задохин Э.А.		10.01.24
АО «Гипровостокнефть»	Гл. специалист ОАСУТП	Дьякова Л.А.		10.01.24
АО «Гипровостокнефть»	Ведущий инженер	Кирдяпкин И.В.		10.01.24

СОГЛАСОВАНО

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

Приложение А

Перечень прилагаемых документов

1. 1576-001-АК.ОЛ02 Опросный лист на датчик давления.
2. 1576-001-АК.ОЛ05 Опросный лист на газоанализатор.
3. 1576-П-ТХ.ОЛ14 Опросный лист на изготовление и поставку крана шарового с электроприводом DN250 PN160.
4. 1576-001-АК-0005 Перечень входных/выходных сигналов.
5. 1576-001-АК-0006 Описание управления объектом.
6. 1576-001-АК-0007 Видеокадр дисплея оператора.

Разрешение	Обозначение	1576-П-ТКР2
81-24	Наименование объекта строительства	Восточно-Тазовское месторождение. Объекты добычи. Лупинг газопровода пластового газа от Куста 1 до Куста 3

Изм.	Лист	Содержание изменения	Код	Примечание
1	1576-П-АСУ-ТТ 1576-П-ТКР2 1576-П-АСУ-0002	Заменен. Исключен электрообогрев в п. 5.2, дополнен список прилагаемых документов Заменен. ООО Новатэк заменено на ПАО Новатэк Заменен. ООО Новатэк заменено на ПАО Новатэк Заменен. ООО Новатэк заменено на ПАО Новатэк	3	На основании Письма № 7421-УКС от 28.12.2023 «О замечаниях к ОЛ» Письмо № 252-УКС от 22.01.2024 О замечаниях к ПД в ГИПРОВОСТОКНЕФТ Б, АО (428124000 v2)

Согласовано	Н.контр	Брусничкин	10.01.24
-------------	---------	------------	----------

Изм.внес	Кирдяпкин		10.01.24	АО «Гипровостокнефть» Отдел автоматизации и систем управления технологическими процессами (АСУ ТП)	Лист	Листов
Составил	Кирдяпкин		10.01.24			
Утв.	Брусничкин		10.01.24			1