



Институт по проектированию и исследовательским работам в нефтяной промышленности

ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Свидетельство № 0002-2012-6315200011-07 от 7 декабря 2012 г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора-
главный инженер
ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

С.В. Телышев

2015 г.



УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер
ОАО «Гипровостокнефть»

И.А. Липатов

«22» апреля 2015 г.



Интегрированная автоматизированная система управления и
безопасности (ИСУБ)

ОБЪЕКТА «Обустройство Куюмбинского месторождения»
ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ НА ПОСТАВКУ

0523-П-АСУ-0001

ревизия 0

на 146 листах

Действует с

СОДЕРЖАНИЕ

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	7
1.1 Полное наименование системы и ее обозначение	7
1.2 Шифр темы	7
1.3 Наименование предприятий разработчика и заказчика	7
1.4 Перечень документов, на основании которых разрабатывается и поставляется система.	8
1.5 Плановые сроки начала и окончания работы по созданию системы	8
1.6 Сведения об источниках и порядке финансирования работ	8
1.7 Решение спорных моментов	8
2 НОРМЫ, СТАНДАРТЫ, СОКРАЩЕНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	8
2.1 Порядок приоритетности документов	8
2.2 Нормы и стандарты	8
2.3 Сокращения	9
2.4 Определения	13
2.5 Единицы измерения	14
2.6 Отклонения и исключения	14
3 ТРЕБОВАНИЯ ПО ОХРАНЕ ЗДОРОВЬЯ, ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ	14
3.1 Условия окружающей среды	14
3.2 Классификация опасных зон	15
3.3 Нормативные документы по здравоохранению, безопасности и охране окружающей среды	15
3.4 Требования к поставщику ИСУБ	15
4 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ОБЪЕКТА	18
5 НАЗНАЧЕНИЕ И ЦЕЛИ СОЗДАНИЯ РАЗРАБАТЫВАЕМОЙ СИСТЕМЫ	18
5.1 Назначение Системы	18
5.2 Цели создания Системы	18
6 ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ	19
6.1 Краткие сведения об объекте автоматизации	19
7 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ	20
7.1 Требования к Системе в целом	20
7.2 Требования к структуре и функционированию Системы	21
7.2.1 <i>Перечень подсистем, их назначение и основные характеристики, требования к числу уровней иерархии и степени централизации системы</i>	22
7.2.1.1 Распределенная система управления	23
7.2.1.2 Система противоаварийной защиты	24
7.2.1.3 Автоматизированная система пожарной сигнализации, контроля загазованности и пожаротушения	26
7.2.1.4 Система телемеханики	26
7.2.1.5 Автоматизированная система управления энергообеспечением	27
7.2.1.6 Система технического обслуживания и ремонта	28
7.2.1.7 Система вибромониторинга и вибродиагностики	29
7.2.1.8 Система обнаружения утечек	29
7.2.1.9 Системы измерений	30
7.2.1.10 Система мониторинга коррозии	30
7.2.1.11 Локальные системы управления	31
7.2.1.12 Система управления технологической информацией	33
7.2.2 <i>Требования к числу уровней иерархии Системы</i>	34
7.2.3 <i>Требования к способам и средствам связи для информационного обмена между компонентами Системы</i>	36
7.2.4 <i>Требования к режимам функционирования Системы</i>	37
7.2.5 <i>Требования по диагностированию Системы</i>	38
7.2.6 <i>Перспективы развития, модернизации Системы</i>	38
7.2.7 <i>Требования к численности и квалификации персонала</i>	39

7.2.8 Условия и режимы эксплуатации	40
7.2.9 Предварительные требования к площадям	42
7.2.10 Требования к показателям назначения	43
7.2.11 Требования к надежности	43
7.2.12 Требования безопасности	45
7.2.13 Требования к эргономике и технической эстетике	45
7.2.14 Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению компонентов Системы	46
7.3 ТРЕБОВАНИЯ ПО СОХРАННОСТИ ИНФОРМАЦИИ ПРИ АВАРИЯХ	47
7.4 ТРЕБОВАНИЯ К ЗАЩИТЕ ИНФОРМАЦИИ ОТ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА	48
7.5 ТРЕБОВАНИЯ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ И УНИФИКАЦИИ	48
8 АРХИТЕКТУРА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ	49
8.1 УРОВЕНЬ АНАЛИЗА И МОНИТОРИНГА (ЦЕНТР СБОРА И ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВОМ.)	49
8.2 УРОВЕНЬ ЦЕНТРАЛЬНОГО ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПУНКТА	50
8.3 ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ	52
8.3.1 Требования к гарантийному и постгарантийному обслуживанию	52
8.3.2 Требования к тренажерному комплексу для обучения операторов	52
9 ТРЕБОВАНИЯ К ФУНКЦИЯМ СИСТЕМЫ	53
9.1 КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ, ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ И ГАЗА	53
9.1.1 Контроль технологических процессов добычи нефти и газа	54
9.1.2 Контроль состояния системы поддержания пластового давления	56
9.1.3 Контроль и анализ технологических процессов подготовки нефти и газа	56
9.1.4 Контроль и анализ технологических процессов транспорта нефти и газа	58
9.1.5 Формирование отчетности о работе технологических объектов	59
9.1.6 Анализ отклонений технологических параметров от установленных технологических режимов	59
9.1.7 Выявление потенциальных нарушений и предаварийных ситуаций в работе технологического оборудования на основе статистических методов обработки информации	59
9.1.8 Контроль и оперативный анализ работы технологического оборудования	60
9.1.9 Контроль и оперативный анализ работы технологического оборудования добычи, подготовки и транспорта нефти и газа	60
9.2 АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ РАСЧЁТ МАТЕРИАЛЬНЫХ БАЛАНСОВ ПО ЖИДКОСТИ И ГАЗУ	62
9.2.1 Расчет оперативного (суточного) баланса по жидкости, газу по отдельным технологическим объектам и ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в целом	62
9.2.2 Расчет месячного баланса по жидкости, газу по отдельным технологическим объектам и ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в целом	63
9.2.3 Формирование отчетности по оперативному и месячному балансу по жидкости и газу	64
9.3 КОНТРОЛЬ И ОПЕРАТИВНЫЙ АНАЛИЗ КАЧЕСТВА	64
9.4 КОНТРОЛЬ И АНАЛИЗ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВА	65
9.5 КОНТРОЛЬ И АНАЛИЗ РАБОТЫ ЛОКАЛЬНЫХ АСУ ТП	68
9.6 ОПЕРАТИВНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ	69
9.6.1 Сопоставление фактических показателей работы производства с плановыми	70
9.6.2 Анализ отклонений факта от плана	70
9.7 ФУНКЦИОНАЛЬНОСТЬ MES	71
9.7.1 Мониторинг производственных процессов	71
9.7.2 Диспетчеризация производства	71
9.7.3 Планирование производства	72
9.7.4 Мониторинг состояния технологического оборудования	72
9.7.5 Управление качеством продукции	72
9.7.6 Управление документами	73
9.7.7 Техническое обслуживание и ремонт	73
9.7.8 Публикация данных	73
9.7.9 Анализ причин отклонений факта от плана	74
10 ТРЕБОВАНИЯ К ФУНКЦИЯМ (ЗАДАЧАМ) ВЫПОЛНЯЕМЫМ СИСТЕМОЙ	74
10.1 ОБЪЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ	74

10.1.1 Кусты скважин.....	75
10.1.2 Промысловые трубопроводы.....	79
10.1.3 Установка предварительного сброса воды (УПСВ)	80
10.1.4 Центральный пункт сбора нефти (ЦПС) с ПСП	80
10.1.5 Опорная база промысла.....	81
10.1.6 Магистральный газопровод.....	81
10.1.6.1 Газокомпрессорные станции, газоизмерительные станции	81
10.1.6.2 Линейные сооружения объектов магистрального транспорта.....	81
10.2 Функции РСУ	82
10.3 Функции СПАЗ	82
10.4 Функции АСПСиПТ	83
10.5 Функции СТМ.....	83
10.6 Функции АСУЭ.....	84
10.7 Функции СТОИР	84
10.8 СИСТЕМА ВИБРО- МОНИТОРИНГА И ВИБРО- ДИАГНОСТИКИ	84
СВМ и ВД ДОЛЖНА ОБЕСПЕЧИВАТЬ:	84
10.9 Функции СОУ	85
10.10 Функции СМК.....	85
10.11 Функции СУТИ.....	86
11 ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ РЕАЛИЗАЦИИ ФУНКЦИЙ	86
11.1 ТРЕБОВАНИЯ К БЫСТРОДЕЙСТВИЮ	86
11.2 ТРЕБОВАНИЯ К ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ.....	86
12 ТРЕБОВАНИЯ К ВИДАМ ОБЕСПЕЧЕНИЯ	87
12.1 ТРЕБОВАНИЯ К МАТЕМАТИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ	87
12.2 ТРЕБОВАНИЯ К ИНФОРМАЦИОННОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ.....	88
12.2.1 Требования к интеграции с MES и ERP системами	89
12.2.2 Требования к представлению данных	89
12.3 ТРЕБОВАНИЯ К ПРОГРАММНОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ	89
12.3.1 Требования к общесистемному ПО.....	90
12.3.2 Требования к базовому (системному) ПО	90
12.3.3 Требования к прикладному ПО.....	92
12.4 ТРЕБОВАНИЯ К ТЕХНИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ.....	93
12.4.1 Архитектура Системы.....	93
12.4.2 Нулевой (полевой) уровень. Требования к КИПиА.....	94
12.4.2.1 Общие требования	94
12.4.2.2 Погрешность контрольно-измерительных приборов.....	95
12.4.2.3 Средства измерений расхода. Общие требования	96
12.4.2.4 Приборы, работающие на методе измерения переменного перепада давления	97
12.4.2.5 Массовые (кориолисовые) расходомеры	99
12.4.2.6 Вихревые расходомеры	99
12.4.2.7 Ультразвуковые расходомеры	100
12.4.2.8 Многофазные измерительные системы	100
12.4.2.9 Приборы для измерения уровня. Общие требования	101
12.4.2.10 Радарные волноводные уровнемеры	102
12.4.2.11 Бесконтактные радарные уровнемеры	103
12.4.2.12 Индикаторы уровня	103
12.4.2.13 Сигнализаторы уровня	104
12.4.2.14 Системы уровнемеров для резервуаров хранения и резервуаров продуктов	104
12.4.2.15 Приборы для измерения давления.....	105
12.4.2.16 Приборы для измерения температуры	107
12.4.2.17 Газоанализаторы	110
12.4.2.18 Требования к КИП системы ПАЗ	111
12.4.3 Нулевой (полевой) уровень. Требования к регулирующей и отсечной арматуре	112
12.4.3.1 Общие требования	112
12.4.3.2 Регулирующие клапаны	113
12.4.3.3 Отсечные клапаны	113
12.4.3.4 Позиционеры	114
12.4.3.5 Электромагнитные клапаны	115
12.4.3.6 Клапаны с поступательным движением штока	116
12.4.3.7 Поворотные (дисковые, сегментные, шаровые) клапаны.....	116
12.4.3.8 Пневматические приводы	116
12.4.3.9 Электрические приводы	117

12.4.3.10 Регуляторы прямого действия и пилотного типа	118
12.4.4 <i>Первый (контроллерный) уровень</i>	119
12.4.4.1 Общие требования к контроллерам	119
12.4.4.2 Требования к контроллерам РСУ	120
12.4.4.3 Требования к контроллерам системы ПАЗ	122
12.4.4.4 Требования к контроллерам СТМ	123
12.4.4.5 Требования к вычислителям расхода	124
12.4.5 <i>Второй (системный) уровень</i>	125
12.4.5.1 Требования к станциям серверного класса	125
12.4.5.2 Требования к рабочим станциям оператора	126
12.4.6 <i>Требования к электропитанию</i>	126
13 ТРЕБОВАНИЯ К МЕТРОЛОГИЧЕСКОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ	127
13.1 ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИЗМЕРЕНИЯМ	127
13.1.1 <i>Требования к средствам и системам измерений</i>	128
13.1.2 <i>Метрологическое обеспечение измерительных каналов и системы в целом</i>	129
13.1.3 <i>Требования к проектной документации</i>	130
14 ОБЪЕМ ПОСТАВКИ	131
14.1 КИПиА	131
14.2 «ВЕРХНИЙ» УРОВЕНЬ ИСУБ	132
15 ТРЕБОВАНИЯ К МАСШТАБИРОВАНИЮ И МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ	136
16 СОСТАВ И СОДЕРЖАНИЕ РАБОТ ПО СОЗДАНИЮ СИСТЕМЫ	136
17 ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ И ПРИЕМКИ СИСТЕМЫ	137
18 ТРЕБОВАНИЯ К СОСТАВУ И СОДЕРЖАНИЮ РАБОТ ПО ПОДГОТОВКЕ ОБЪЕКТА АВТОМАТИЗАЦИИ К ВВОДУ СИСТЕМЫ В ДЕЙСТВИЕ	137
19 ОБУЧЕНИЕ	138
19.1 ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОБУЧЕНИЯ	138
19.2 УЧЕБНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ	138
19.3 КУРС ОБУЧЕНИЯ В ОБЛАСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ	138
19.4 КУРС ПО КОНФИГУРИРОВАНИЮ СИСТЕМЫ	138
19.5 УЧЕБНЫЕ ПОСОБИЯ	138
20 ТРЕБОВАНИЯ К ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ	138
21 ПЕРЕЧЕНЬ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПОСТАВЩИКОВ ОБОРУДОВАНИЯ ПРОГРАММНО- ТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ИСУБ	139
Приложение А Типовая структурная схема КТС ИСУБ	А-1
Приложение Б Типовая структурная схема КТС ЦДП ИСУБ	Б-1

1 Общие положения

В настоящем документе описываются основные требования к построению интегрированной автоматизированной системы управления и безопасности (ИСУБ) производством для объектов сбора, подготовки, внутри- промыслового и внешнего транспорта нефти и газа обустройства Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения» по объектам строительства 1 – 3 фазы. В документе определяются основные системы автоматизации производства, которые должны быть предусмотрены для обеспечения эксплуатационной безопасности, контроля и управления производственными процессами.

Настоящий документ содержит требования на создание (поставку) интегрированной системы управления и безопасности объектов обустройства Куюмбинского НГКМ.

Документ представляет исходные данные по структуре, функциям, объему автоматизации и т.д. и предназначен для проведения тендера и выбора Поставщика основного оборудования и технических решений ИСУБ.

1.1 Полное наименование системы и ее обозначение

Интегрированная автоматизированная система управления и безопасности технологических, вспомогательных и жизнеобеспечивающих объектов обустройства Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения.

1.2 Шифр темы

ИСУБ Куюмбинского НГКМ. Далее по тексту – ИСУБ или Система.

1.3 Наименование предприятий разработчика и заказчика

Заказчик - ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», Юридический адрес: Россия, 660012 г. Красноярск, ул. Гладкова, 2а, Телефон/факс: Тел.: (391) 266-69-49; 266-69-93; 266-69-94; 236-04-53; 236-04-54/(391) 266-69-46. E-mail: office@slavneft-kng.ru; office2@slavneft-kng.ru

Генеральная проектная организация - ОАО «Гипровостокнефть», Юридический адрес: Россия, 443041, г. Самара, ул. Красноармейская, 93. Факс: (846) 279-20-58. E-mail: GIPVN@GIPVN.ru.

ВЕНДОР или поставщик программно-технического комплекса (далее по тексту- ПТК) СИСТЕМЫ – определяется тендером на поставку, инициируемым со стороны Заказчика.

На этапе ПИР – генеральная проектная организация (своими ресурсами/с привлечением Вендора/в рамках привлечения субподрядной организации), по согласованию с Заказчиком, выполняет весь необходимых комплекс проектных работ (стадии ПД и РД) в части разработки СИСТЕМЫ (от полевого до уровня управления производством – уровня MES- системы).

Компания, выбранная по результатам тендера на поставку ИСУБ, является поставщиком основного оборудования и технических решений ИСУБ, выполняет разработку конструкторской документации, разработку ПО, шеф-монтаж, наладку, обучение персонала Заказчика и пуск ИСУБ в эксплуатацию.

1.4 Перечень документов, на основании которых разрабатывается и поставляется система.

Система разрабатывается на основании Договора и Технического задания на выполнение проектных и изыскательских работ по обустройству Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения.

1.5 Плановые сроки начала и окончания работы по созданию системы

Плановые сроки начала и окончания работы по созданию Системы определяет Заказчик.

1.6 Сведения об источниках и порядке финансирования работ

Источник финансирования и порядок финансирования работ определяет Заказчик.

1.7 Решение спорных моментов

В случае возникновения спорных моментов устанавливается следующая приоритетность соблюдения:

- требований законов;
- требований государственных стандартов;
- требований настоящих ТТ;
- требований проектной документации.

2 Нормы, стандарты, сокращения и определения

2.1 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 следует применять последние. 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 нормативы, стандарты, правила;
- технические условия и связанные с ними требования;
- схемы трубопроводов и КИП (P&ID);
- документация Поставщика.

2.2 Нормы и стандарты

Ссылка на тот или иной стандарт или норму означает последнюю редакцию такого стандарта или нормы, включая соответствующие приложения, дополнения или изменения, если не указано иное.

Положение Компании ОАО «НК «Роснефть» «Разработка технических требований на создание автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУТП)». №ПЗ-04 Р-0106 версия 1.00

Стандарт Компании ОАО «НК «Роснефть» «Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП) нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам». №ПЗ-04 С-0038 версия 2.00

Федеральный закон РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» №116-ФЗ от 21.07.1997г. (с последующими изменениями)

Федеральный закон РФ «О техническом регулировании» №184-ФЗ от 27.12.2002г.

Федеральный закон РФ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" № 123-ФЗ от 22.07.2008г.

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств».

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности".

Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов».

ГОСТ Р 51901.11-2005 "Менеджмент риска. Исследование опасности и работоспособности. Прикладное руководство".

ГОСТ Р МЭК 61508-2012 "Функциональная безопасность систем электрических, электронных, программируемых электронных, связанных с безопасностью" (Части 1-7).

ГОСТ Р МЭК 61511-2011 "Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов (Части 1-3).

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

ГОСТ 24.104-85 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Автоматизированные системы управления. Общие требования».

ГОСТ 34.003-90 «Межгосударственный стандарт. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения».

ГОСТ 34.601-90 "Автоматизированные системы. Стадии создания".

ГОСТ 34.602-89 "Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы".

ГОСТ 34.201-89 «Межгосударственный стандарт. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначения документов при создании информационных систем».

РД50-34.698-90 «Методические указания. Информационная технология. Комплекс стандартов и руководящих документов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов».

ГОСТ 34.603-92 «Межгосударственный стандарт. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем».

ГОСТ 24.701-86 «Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения».

2.3 Сокращения

АБК	Административный бытовой комплекс
АВР	Автоматическое включение резерва
АРМ	Автоматизированное рабочее место
АСДУЭ	Автоматизированная система диспетчерского управления электроснабжением
АСТУЭР	Автоматизированная система технологического учета энергоресурсов
АСТУЭ	Автоматизированная система технического учета электроэнергии

АСУЭ	Автоматизированная система управления энергоснабжением
АСПСИПТ	Автоматическая система пожарной сигнализации и пожаротушения
АСПСКЗиПТ	Автоматическая система пожарной сигнализации, контроля загазованности и пожаротушения
АСПТ	Автоматическая система пожаротушения
АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
АСУ	Автоматизированная система управления
БД	База данных
БДРВ	База данных реального времени
БШД	Беспроводный широкополосный доступ
ВОЛС	Волоконно-оптическая линия связи
ГВТ	Газопровод внешнего транспорта
ГТЭС	Газотурбинная электростанция
ЗИП	Запасные инструменты и принадлежности
ЗРА	Запорно-регулирующая арматура
ИБП	Источник бесперебойного питания
ИС	Информационная система
ИСУБ	Интегрированная автоматизированная система управления и безопасности
ИТ	Информационная технология
ИМ	Исполнительный механизм
КИП	Контрольно-измерительные приборы
КИПиА	Контрольно-измерительные приборы и автоматика
КТС	Комплекс технических средств
ЛВС	Локальная вычислительная сеть
ЛСУ	Локальная система управления
НГКМ	Нефтегазоконденсатное месторождение
ОБП	Опорная база промысла
ОЗУ	Оперативное запоминающее устройство
ОС	Операционная система
ОТР/ОПР	Основные технические решения/основные проектные решения
ПК	Персональный компьютер

ПЛК	Программируемый логический контроллер
ПНР	Пуско-наладочные работы
ПО	Программное обеспечение
ППЗУ	Программируемое постоянное запоминающее устройство
ППО	Прикладное программное обеспечение
ППКОП	Прибор приемно-контрольный охранно-пожарный
ПСП	Приемо-сдаточный пункт
ПТК	Программно-технический комплекс
ПТС	Программно-технические средства
ПУЭ	Правила устройства электроустановок
ЦРРЛС	Цифровая радио релейная линия связи
РСУ	Распределенная система управления
РУ	Распределенная установка
САО	Система аварийного отключения
СВМиД	Система вибромониторинга и диагностики. Система мониторинга и диагностики технического состояния вращающихся машин по вибрационным параметрам
СГС	Система газовой сигнализации
СДКИП	Система диагностики КИП
СИКН	Система измерения количества нефти
СИКНС	Система измерений количества нефти сырой
СИКГ	Система измерения количества газа
СИКВ	Система измерения количества воды
СИРП	Система измерений в резервуарных парках
СМК	Система мониторинга коррозии
СТМ	Система телемеханики
СОУ	Система обнаружения утечек
СПАЗ	Система противоаварийной защиты
СОВиКВ	Система отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха
СПО	Системное программное обеспечение
СУБД	Система управления базами данных
СУТИ	Система управления технологической информацией

ТЗ	Техническое задание
ТК	Тренажерный комплекс
ТО	Техническое обслуживание
ТП	Технологический процесс
УПН	Установка подготовки нефти
УПСВ	Установка предварительного сброса воды
ЦДП	Центральный диспетчерский пункт
ЦП	Центральный процессор
ЦПС	Центральный пункт сбора
ЧМИ	Человеко-машинный интерфейс
DAS	Data Access Service
DCS	Distributed Control System
EPS	Emergency Process Shutdown
ERP	Enterprise Resource Planning
ESD	Emergency Shutdown
FAT	Factory Allocated Tests
FGS	Fire & Gas System
HAZOP	Hazard and operability studies
HDD	Hard Disk Drive
HMI	Human Machine Interface
ICSS	Integrated Control & Safety System (ИСУБ)
LCD	Liquid Crystal Display
MAC	Main Automation Contractor
MES	Manufacture Execution System
ODBC	Open Data Base Connectivity
OLE	Object Linking and Embedding
OPC	OLE for process control
PLC	Programmable Logic Controller
PLDS	Pipeline Leak Detection System (COY)
PCS	Process Control System
RAS	Reliability Availability Serviceability

SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SIL	Safety Integrity Level
SIS	Safety instrumented system
TCP/IP	Transmission Control Protocol/Internet Protocol
TGS	Tank Gauging System
UCP	Unit Control Panel

2.4 Определения

Интегрированная автоматизированная система управления и безопасности (ИСУБ) – система управления, функционально и информационно объединяющая все АСУТП технологических объектов, осуществляющих добычу, подготовку, закачку/утилизацию воды, транспорт нефти и газа на уровнях Центрального диспетчерского пункта и Центрального офиса в г. Красноярск.

Автоматизированная система управления технологическими объектами (АСУ ТП)– система управления построенная на основе программно-аппаратных средств с целью безопасного и эффективного управления конкретным технологическим процессом. АСУТП сложных технологических объектов, как правило, включает в свой состав системы РСУ, ПАЗ, СПГБ (система пожарной и газовой безопасности).

Распределённая система управления (РСУ)– конфигурируемый, территориально и функционально распределённый, основанный на микропроцессорной технике комплекс, осуществляющий автоматическое и автоматизированное управление технологическими сооружениями. РСУ включает в себя автоматизированные рабочие места операторов (персональные компьютеры, оснащённые средствами звуковой и световой сигнализации, средствами печати и подготовки отчётности, средствами промышленной связи), управляющие контроллеры с модулями ввода/вывода, кабельные линии КИПиА. Управление процессом в замкнутом цикле в РСУ осуществляется с помощью основанных на микропроцессорах управляющих контроллеров, которые имеют средства для сканирования ряда входных данных, генерации соответствующих управляющих сигналов и направления выходных сигналов на исполнительные механизмы. Интерфейсы операторов и управляющих контроллеров на площадке связаны системой, обладающей избыточностью кабелей для высокоскоростной передачи данных. Расположенные на площадке приборы и исполнительные механизмы, связанные с управляющими контроллерами, также входят в состав управляющей системы.

Система противоаварийной защиты (СПАЗ)– система, обеспечивающая безопасность технологического процесса и оборудования с целью защиты персонала, технологического оборудования, материальных ценностей и окружающей среды. Эта система включает размещенные на площадке приборы, исполнительные механизмы, программируемые логические контроллеры и кнопочные посты управления. Данная система должна быть полностью независимой от распределенной системы управления, так что выход из строя последней не приведет к выходу из строя данной обеспечивающей безопасность системы.

Система пожарной и газовой безопасности (СПГБ) – система, предназначенная для обнаружения пожарной и газовой опасности и выполняющая соответствующих действий в случае пожаров, утечек и других опасных условий/факторов. Исполнительные действия могут осуществляться непосредственно системой или через другие системы.

Система телемеханики нефтепровода/газопровода (СТМ Н/Г) – система телемеханики, осуществляющая сбор технологической информации и управляющая линейными объектами трубопроводов.

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.

Локальная панель оператора (ЛПО) – панель управления, устанавливаемая в МПУ/аппаратной/серверной/БЛП с ПКУ/БА и предназначенная для обеспечения действий связанных с проведением регламентных работ, пусков оборудования или технологических установок.

Локальная система управления (ЛСУ) – система управления, поставляемая совместно с комплектной технологической установкой и осуществляющая управление и контроль установкой в полном объёме. При необходимости ЛСУ включает подсистемы противоаварийной защиты (СПАЗ) и систему пожарной и газовой безопасности (СПГБ), работающие в зоне комплектной установки и имеющие связь по физическим линиям с соответствующими вышестоящими системами управления. ЛСУ имеет последовательный интерфейсный канал для передачи информации о работе установки в РСУ.

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

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

Термин «должен» - означает требование.

Термин «следует» - означает рекомендацию.

2.5 Единицы измерения

Должна использоваться система международных единиц измерения (СИ).

2.6 Отклонения и исключения

Поставщик должен определить и представить перечень всех отклонений от проекта и соответствующих требований, перечисленных выше в пункте 2.2, а также исключений из них.

Если отклонения и исключения не определены Поставщиком особо и не согласованы с Заказчиком и Генеральной проектной организацией, считается, что Поставщик подтверждает полное соответствие всех перечисленных документов установленным требованиям и проектной документации.

3 Требования по охране здоровья, технике безопасности и охране окружающей среды

3.1 Условия окружающей среды

Шкафы с аппаратурой системы управления и кроссовые шкафы должны устанавливаться в зданиях, находящихся под избыточным давлением или помещениях, расположенных в безопасной зоне. Здания и помещения должны быть оборудованы соответствующими системами ОВиКВ (отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха) для регулирования условий среды внутри зданий (помещений) в соответствии с указанными ниже параметрами:

- температура: от плюс 5 °С до плюс 35 °С;

- относительная влажность: 50%.

В случае выхода из строя систем ОВиКВ оборудование должно быть рассчитано на безотказную работу при следующих условиях в течение периода до 2 часов, при этом выход температуры внутри шкафов за рабочий диапазон должен фиксироваться системой в обязательном порядке с выдачей сигналов диспетчеру и записью в соответствующий журнал системы:

- температура: от минус 5 °С до плюс 45 °С;
- относительная влажность: 95%.

Поставщик должен определить расчётным путём необходимость в устройстве противо-конденсатных нагревателей и при необходимости поставить и установить их в шкафах.

3.2 Классификация опасных зон

Электрические и электронные контрольно-измерительные приборы, устанавливаемые в опасных зонах, должны сертифицироваться в соответствии с определениями, приведёнными в стандарте МЭК 60079 "Оборудование электрическое для взрывоопасных газовых сред". Если требования, приведённые в ПУЭ (седьмое издание, 1999-2003 гг.), являются более жёсткими, сертификацию оборудования необходимо осуществлять с учётом более жёстких требований.

Основным способом защиты оборудования, устанавливаемого в опасных зонах, должна быть защита "искробезопасная цепь" типа EEx (ia). Прочие допустимые альтернативные способы защиты оборудования, устанавливаемого в опасных зонах, перечислены ниже в порядке предпочтения:

- взрывонепроницаемая оболочка EEx (d);
- повышенная безопасность, тип EEx (e);
- специальная защита, тип EEx(s).

Искробезопасные цепи должны защищаться при помощи гальванических барьеров. Должна быть рассмотрена система входных/выходных сигналов со встроенными гальваническими барьерами с целью уменьшения количества проводки и загромождения стоек кроссовых шкафов.

Электромагнитные клапаны, эксплуатируемые в опасных зонах, должны иметь тип взрывозащиты EEx (d).

3.3 Нормативные документы по здравоохранению, безопасности и охране окружающей среды

Поставщик должен обеспечить, чтобы предоставляемые товары и услуги отвечали требованиям всех применимых нормативных документов, относящихся к здравоохранению, безопасности и охране окружающей среды.

Оборудование должно проектироваться для безопасной и удовлетворительной эксплуатации в любых ожидаемых сочетаниях технологических, инженерных, климатических и экологических условий, включая запуск в работу, отключение, эксплуатацию при частичной нагрузке и чрезвычайные ситуации, обеспечивая при этом безопасность, надёжность и эксплуатационную готовность всей системы в целом.

АРМы оператора должны быть спроектированы в соответствии с требованиями стандарта ISO 6385 «Эргономические принципы проектирования рабочих систем».

3.4 Требования к поставщику ИСУБ

Каждый потенциальный Поставщик должен обоснованно подтвердить выполнение или невыполнение каждого из изложенных в документе требований.

При возможности и целесообразности улучшить какие-то технические решения или характеристики системы, это следует указать и пояснить в тендерных предложениях.

Претендент на роль Поставщика должен иметь:

- развитые проектные и управленческие организационные структуры, необходимые для выполнения программы создания ИСУБ Куюмбинского НГКМ;
- опыт реализации проектов, предполагающих координацию действий нескольких организаций в части разработки, материально-технического снабжения и создания ИСУБ;
- документацию по реализации рабочих процессов и руководство по управлению проектами;
- разработанные интерфейсы для своей внутренней системы программных приложений;
- универсальную организационную структуру проекта, обеспечивающую мобилизацию ресурсов на местах, как в ходе реализации собственных проектов, так и совместных проектов по разработке, материально-техническому снабжению и строительству.

Необходимо, чтобы не менее 70% оборудования и программного обеспечения, предлагаемого Поставщиком для применения в ПТК ИСУБ было собственного производства. Это необходимо для минимизации «стоимости владения», снижения эксплуатационных расходов и обеспечения лучших условий по гарантийному и сервисному обслуживанию предлагаемого решения.

Поставщик представляет рекомендации по запчастям для пусконаладки, ввода в эксплуатацию и пуска оборудования, предлагает услуги по оперативной замене компонентов аппаратного обеспечения за счет хранения на складе Поставщика/Заказчика согласованного перечня ЗИП (принадлежащего Поставщику, но зарезервированного за Заказчиком за оговоренную абонентскую плату).

Поставщик представляет детальный специфицированный прейскурант запчастей на три года эксплуатации.

Поставщик, совместно с Генеральной проектной организацией и Заказчиком, должен сформировать полный избыточный перечень применяемого оборудования, комплектующих, материалов, кабельно-проводниковой продукции, лицензионного программного обеспечения, серверов, рабочих станций, систем электропитания, стоимости обучения, стоимости технической поддержки и пр.

Поставщик, совместно с Генеральной проектной организацией и Заказчиком, должен зафиксировать стоимость каждой единицы оборудования, комплектующих, материалов, кабельно-проводниковой продукции, лицензионного программного обеспечения, серверов, рабочих станций, систем электропитания, стоимости обучения и технической поддержки с учетом Корпоративной скидки на период не менее 10 лет с момента заключения Контракта на поставку СИСТЕМЫ.

Поставщик должен гарантировать выезд и прибытие сервисного инженера по гарантийным случаям на месторождение в течение 72 часов с момента письменного уведомления.

Поставщик должен обеспечить круглосуточную техническую поддержку по телефону, включая удаленную диагностику через телефонную линию и интернет.

Поставщик предоставляет все необходимые российские сертификаты и разрешения на применяемое оборудование, в том числе: сертификат соответствия ГОСТ Р, свидетельства об утверждении типа средства измерения, сертификаты пожарной безопасности и т.д.

Поставщик должен быть сертифицирован по стандарту ISO 9001.

Поставщик должен выполнить дизайн-проекты операторных/ситуационных центров в рамках прямого Контракта на ПИР с Генеральной проектной организацией.

Поставщик должен поставить в составе Системы следующее вспомогательное оборудование:

- устройства ведения единого времени (Глонасс/GPS);
- калибраторы для поверки измерительных и управляющих каналов системы;
- метеостанции;

- лабораторно-инженерный стенд ИСУБ;
- тренажер для оперативного технологического персонала.

Поставщик должен выполнить разработку проектной и рабочей документации на ИСУБ Куюмбинского НГКМ (от полевого уровня до уровня MES) в рамках отдельно заключенного Контракта с Генеральной проектной организацией.

Поставщик должен предложить максимально возможную русификацию программного обеспечения операторской станции, инженерной станции, системных и диагностических сообщений и экранов диагностического обслуживания, а также русскоязычную систему встроенной (систему поддержки принятия решения в соответствии с ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ РЕГЛАМЕНТОМ установки/объекта), электронную документацию.

Поставщик, в рамках контрактной стоимости, должен обеспечить обучение инженеров-программистов, операторов и сервисного персонала на русском языке. Для этого Поставщик должен иметь в России специально оборудованный класс с установленной Системой, соответствующий предлагаемой к поставке.

С учетом этапности (фаз) ввода объектов Поставщиком должны быть предусмотрены технические и проектные решения, которые позволяют в дальнейшем минимизировать возможные пере- монтажные работы на этапе запуска объектов в эксплуатацию, изменения в проектной документации, сократить сроки сборки шкафов, сроки ПНР и сроки выполнения всего комплекса работ по ИСУБ в целом.

Поставщик ИСУБ должен обеспечить:

- поставку смонтированных узлов ИСУБ (электротехнических щитов, шкафов УСО, шкафов ИБП, пультов управления и т.п.) на площадку Заказчика для установки на месте. В составе поставляемого оборудования Поставщик должен обеспечить наличие эксплуатационной и другой, указанной Заказчиком документации;
- техническую координацию работ при разработке проекта и внедрении ИСУБ;
- входной технический контроль рабочей документации полевого уровня автоматизации проектных организаций Заказчика;
- участие в разработке технических требований на блочно-комплектное оборудование в зоне своей ответственности (системы управления, требования к интеграции и т.д.);
- разработку прикладного программного обеспечения для всех систем/подсистем ИСУБ;
- обучение персонала Заказчика правилам эксплуатации и настройки всех систем/подсистем ИСУБ;
- проведение заводских поэтапных испытаний ИСУБ на площадке Поставщика;
- организацию приемки Заказчиком оборудования ИСУБ на площадке Поставщика по согласованной программе и методике испытаний, предварительно разработанной Поставщиком и согласованной с Заказчиком;
- комплексную интеграцию, конфигурацию (при необходимости), настройку каналов и объема передаваемых данных ЛСУ, подключаемых к ИСУБ;
- настройку, конфигурацию контуров управления;
- комплексную наладку ИСУБ (аппаратную и программную часть) на объекте;
- проведение приемочных испытаний по согласованной методике и пуск ИСУБ в эксплуатацию;
- участие в опытной эксплуатации ИСУБ в течение 3-х месяцев;
- устранение замечаний и корректировку разработанной им проектной и эксплуатационной документации по результатам испытаний и опытной эксплуатации.

4 Краткое описание объекта

Месторождение расположено в Красноярском крае, Эвенкийском муниципальном районе, Байkitском муниципальном образовании Российской Федерации.

Проект обустройства месторождения включает в себя разработку следующих лицензионных участков: Куюмбинский, Байkitский, Абракупчимский, Кординский, Подпорожный, Терско-Камовский.

В рассматриваемой структуре Куюмбинского НГКМ имеется 146 кустов скважин, от которых продукция промысла поступает на центральный пункт сбора (ЦПС) напрямую и через установку предварительного сброса воды (УПСВ) Терско-Камовского л.у. Далее нефть через ПСП ЦПС сдается в систему ОАО «АК «Транснефть».

Территория разработки Куюмбинского НГКМ расположена в зоне резко-континентального климата.

При проектировании ИСУБ следует учитывать следующие характеристики температуры воздуха:

- максимальная температура окружающего воздуха - +39 °С;
- минимальная долгосрочная температура окружающего воздуха (среднемесячная) – минус 30,9 °С;
- минимальная краткосрочная температура окружающего воздуха (средняя за сутки) – минус 57 °С

5 Назначение и цели СОЗДАНИЯ разрабатываемой Системы

5.1 Назначение Системы

Разрабатываемая Система предназначена для реализации централизованного автоматизированного управления технологическим процессом добычи, подготовки, хранения и транспорта добываемой продукции, управления энергетическим комплексом и жизнеобеспечивающими системами, контроля состояния пожарной и газовой обстановки, а также эффективной защиты и своевременной остановки технологического процесса при угрозе аварии и ее локализации по заданным алгоритмам.

5.2 Цели создания Системы

Основными целями разрабатываемой Системы являются:

- обеспечение высоких технико-экономических показателей работы основного технологического оборудования за счет выполнения требований технологического регламента, исключения ошибочных действий оперативного производственного персонала, минимизации времени реагирования на аварийные ситуации;
- обеспечение высокого уровня безопасности при эксплуатации оборудования и персонала за счет развитых средств сигнализации, блокировок и защит с минимальным временем реагирования, работающих в автоматическом и автоматизированном режимах, внедрения тренажерных комплексов для обучения оперативного персонала;
- уменьшение эксплуатационных затрат за счет обеспечения устойчивого функционирования технологических процессов при рациональном оперативном управлении, сокращения времени простоя оборудования при аварийных отключениях;
- сокращение количества оперативного и эксплуатационного персонала, вследствие уменьшения трудоемкости обслуживания и возможности планирования технического обслуживания и ремонта по его фактическому техническому состоянию;
- увеличение сроков эксплуатации оборудования и снижение вероятности отказов за счет внедрения устройств с интегрированными средствами самодиагностики состояния, дистанционного техобслуживания, настройки и калибровки полевых КИП, клапанов, контроллеров;

- оптимизация трудозатрат на техническое обслуживание и ремонт и увеличение межремонтного срока работы основного механического оборудования за счет постоянного интегрированного мониторинга характеристик и обеспечения возможности прогнозирования отказов по ранним признакам;
- повышение информационной оснащенности и улучшение условий труда оперативного и эксплуатационного персонала путем создания единого человеко-машинного интерфейса, внедрения системы оптимизации представления информации о ходе технологического процесса и автоматизации функций диагностирования и прогнозирования состояния основного и вспомогательного оборудования;
- повышение уровня информационной обеспеченности персонала путем внедрения экспертной справочной системы и электронного архива документации;
- повышение эффективности диспетчерско-технологического управления за счет снижения вероятности возникновения аварийных ситуаций путем предотвращения заведомо неверных действий персонала;
- повышение эффективности информационного обмена со сторонними и вышестоящими информационными системами;
- 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 управления;
- обеспечение экологической безопасности;
- обеспечение регламентированных режимов работы технологического оборудования и технологических объектов в целом;
- обеспечение поддержки изменений технологических регламентов и задействованного в технологическом процессе оборудования;
- обеспечение интеграции существующих систем управления и локальных систем управления, поставляемых сторонними производителями, в единый комплекс ИСУБ Куломбинского НГКМ;
- организация измерений и учет всех материальных потоков (нефть, газ, вода, конденсат и т.п.), расчет и сведение баланса по месторождению в целом;
- создание единой информационно-управляющей системы за счет интеграции всех существующих и проектируемых систем контроля и управления производством;
- организация моделирования технологических процессов для подготовки персонала и выработки типовых решений для различных ситуаций на основе массива архивной информации;
- обеспечение противопожарной и противоаварийной защиты объектов.

6 Характеристики объекта автоматизации

6.1 Краткие сведения об объекте автоматизации

Проект обустройства месторождения состоит из ключевых частей, реализуемых в три фазы и имеет следующие технологические системы:

- система сбора и транспорта нефти и газа;
- система утилизации пластовой воды;
- система подготовки нефти и газа;
- система электроснабжения с единым Энергоцентром месторождения;
- система теплоснабжения.

Состав объектов автоматизации приведён в таблице 1.

Таблица 1

Объект	Первая фаза	Вторая фаза	Третья фаза
Площадка ЦПС с ПСП (фаза I+II+III)	+	+	+
Площадка ВЖК, ОБП и РЭБ СП	+	+	+
Водозабор	+		
Кусты скважин	+	+	+
Узлы СОД	+	+	+
ГТЭС	+		
ПС 10	+	+	+
ПС 35	+	+	
ПС 110			+
Терско-Камовский л.у.			
УПСВ с ГКС НД и газопроводом (УПСВ-ЦПС)			+
Магистральный газопровод Куюмбинское-Юрубчено-Тахомское		+	+

Контроль и управление технологическими процессами будет производиться из следующих операторных/ситуационных центров объектов (перечень может быть откорректирован и дополнен):

- операторная на площадке ЦПС;
- операторная на площадке УПСВ;
- помещение операторной ГТЭС;
- диспетчерская кустов скважин, ВПТ, в АБК ОБП- ситуационный центр промысла;
- диспетчерская АСУЭ в АБК ОБП (объекты единого энергоцентра и систем распределения).

7 Требования к Системе

7.1 Требования к Системе в целом

С учетом территориального размещения объектов автоматизации в удаленных районах с резко континентальным климатом, необходимо предусмотреть использование малолюдных технологий с максимальной автоматизацией основных и вспомогательных технологических процессов.

Класс автоматизации объектов Куюмбинского НГКМ должен быть «перспективный» в соответствии со Стандартом Компании ОАО «НК «Роснефть» №ПЗ-04 С-0038 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам», версия 2.00.

Предлагаемые решения для ИСУБ должны быть решениями, которые позволят в дальнейшем минимизировать возможные изменения в проектной документации, сократить сроки сборки шкафов, сроки ПНР и сроки внедрения всего комплекса работ по ИСУБ в целом с учетом этапности ввода в эксплуатацию.

Предлагаемые решения для ИСУБ должны быть проверенные, достаточные для выполнения требуемых функций, оптимальные по составу оборудования, надежности с технической точки зрения.

ИСУБ необходимо реализовывать с максимальным использованием интеллектуальных полевых устройств, цифровых полевых шин, систем удаленной диагностики и обслуживания КИПиА, систем on-line мониторинга состояния исполнительных механизмов путем периодического воздействия с обратной связью.

ИСУБ необходимо реализовывать с использованием гибкого и максимально интегрированного решения: PLC+SCADA для небольших удаленных объектов и объектов магистрального транспорта; и PCY (DCS) для площадочных объектов.

Часть подсистем управления будет поставляться совместно с технологическими узлами, системами жизнеобеспечения. Подобные системы должны быть согласованы по интерфейсам связи и интегрироваться в общую структуру ИСУБ (схемы/варианты интеграции должны быть согласованы с Заказчиком и Генеральной проектной организацией).

Предлагаемые решения должны учитывать максимально возможную русификацию продуктов.

Предлагаемая аппаратно-программная платформа должна быть идентична на всех основных объектах обустройства Куюмбинского НГКМ.

7.2 Требования к структуре и функционированию Системы

Требования к структуре и функционированию Системы обусловлены топологическим расположением контролируемых и управляемых технологических объектов, наличием аппаратных помещений для размещения ПТК, обеспечением высокого уровня ее надежности, уменьшением затрат на кабельную продукцию и строительно-монтажные работы.

ИСУБ Куюмбинского НГКМ должна представлять единую многоуровневую иерархическую информационно-управляющую систему сбора, обработки, передачи, хранения, представления информации и принятия управляющих воздействий по заложенным алгоритмам или по командам оперативного (обслуживающего) персонала.

ИСУБ должна быть полностью интегрированной и масштабируемой системой контроля, управления и противоаварийной защиты с использованием стандартных протоколов межуровневого обмена с возможностью зонирования.

Структура ИСУБ должна быть построена таким образом, чтобы обеспечивать максимальную независимость ее элементов и безотказность Системы в целом.

Компоненты ПТК должны быть разработаны на основе принципов модульности программного и аппаратного обеспечения и открытости программных и аппаратных стандартов.

Для возможного дальнейшего расширения Система должна иметь открытую архитектуру и обеспечивать возможность подключения датчиков, исполнительных механизмов, локальных систем управления по современным открытым протоколам HART, Foundation Fieldbus, Modbus TCP, Modbus RTU.

С целью доступа специалистов Заказчика к параметрам работы технологических установок, трендам, архивам, журналам событий, отчетам (исключая функцию управления) по Web-интерфейсу должен быть предусмотрен Web-сервер.

Система должна обеспечивать возможность подключения к системам управления производством класса MES и управления ресурсами предприятия класса ERP с использованием открытых протоколов передачи данных (рекомендуется OPC), а также возможность интеграции с действующими автоматизированными объектами (установками).

Для предупреждения о возможных отказах оборудования и их предотвращения Система должна обеспечивать возможность использования встроенной диагностики современных полевых КИП, исполнительных механизмов и ЗРА при использовании полевых шин HART, Foundation Fieldbus и т.п., обеспечивая возможность on-line сигнализации прогноза отказа приборов на дисплей оператора, ее обработку (квитирование, таблицы алармов и прочее) по схеме стандартной технологической сигнализации.

ИСУБ Куюмбинского НГКМ должна обеспечивать возможность дистанционной калибровки и конфигурирования интеллектуальных полевых приборов в реальном времени и без отключения приборов от системы управления. Все действия по поверке, калибровке и

настройке полевых приборов должны автоматически документироваться и заноситься в журнал изменений.

Системы РСУ, ПАЗ, обнаружения пожара и загазованности, автоматического пожаротушения должны иметь единую инженерную среду разработки и конфигурирования.

Контроллеры всех подсистем должны взаимодействовать без привлечения оборудования верхнего уровня, используя резервированную сеть управления. Сеть управления АСУТП должна быть изолирована от сетей, требующихся для работы предприятия для исключения несанкционированного доступа и исключения трафиков не управляющего характера.

Система должна обеспечивать возможность замены или добавления новых компонентов (расширение Системы) в «горячем» режиме (on-line), то есть без отключения питания или остановки технологического процесса.

Система должна обеспечивать изменение программного кода и его безударную загрузку в работающий контроллер без останова и влияния на существующий технологический процесс.

Система должна иметь возможность on-line обновления ПО ПЛК, плат ввода вывода, плат интерфейсных протоколов с использованием имеющихся внутренних каналов связи, без снятия оборудования.

ИСУБ должна иметь возможность резервирования:

- центральных контроллеров, блоков питания, источников бесперебойного питания, информационных и управляющих сетей связи;
- модулей ввода/вывода, с обеспечением горячего и безударного переключения модулей без применения дополнительных внешних коммутирующих устройств.

В случае отказа любого компонента Системы должно обеспечиваться его определение и диагностическая индикация как на самом компоненте, так и на любой станции Системы (АРМе).

Должна быть исключена возможность применения устройств, не поддерживающих работу в стандарте единого времени. ИСУБ должна функционировать в едином астрономическом времени, обеспечиваемом системой единого времени. Для обеспечения синхронизации должно быть применено отдельное оборудование синхронизации (сервер точного времени) с возможностью синхронизации по спутникам GPS/ГЛОНАС.

Программные средства ИСУБ должны обеспечивать непрерывное ведение исторического архива технологических данных и событий для объектов автоматизации. Должна быть предусмотрена возможность автоматического разбиения архива по периоду накопления и его экспорт на внешние серверы хранения данных, внешние носители информации (жесткие и оптические диски) с последующим доступом с целью просмотра данной архивной информации.

7.2.1 Перечень подсистем, их назначение и основные характеристики, требования к числу уровней иерархии и степени централизации системы

ИСУБ должна функционально разделяться на следующие уровни:

- уровень MES, выполняющий функции планирования технологических и производственных процессов добычи и транспортировки нефти, контроля состояния технологических процессов и оценки результатов технологических процессов;
- уровень АСУТП, выполняющий функции контроля и управления технологическими процессами добычи, подготовки и транспортировки нефти и газа. Уровень АСУТП должен состоять из следующих независимых автоматизированных систем управления технологическими процессами с возможностью обмена данными между ними:
 - АСУ ТП объектов добычи;
 - АСУ ТП объектов поддержания пластового давления/утилизации подтоварной воды;

- АСУ ТП объектов подготовки нефти и газа;
- АСУ ТП объектов транспортировки нефти и газа;
- АСУТП резервуарного парка;
- АСУТП ОБП с ВЖК;
- АСУ ТП объектов энергоснабжения (АСУЭ).

Все указанные выше АСУТП должны быть объединены в единую автоматизированную систему управления производством ИСУБ.

Проектируемые АСУТП должны состоять из 3-х независимых подсистем:

- распределённой системы управления технологическими процессами (PCY);
- системы противоаварийной защиты (СПАЗ)
- системы пожарной и газовой безопасности (СПГБ).

Для объектов промышленных сооружений, линейной части трубопроводов СПАЗ и СПГБ в отдельные системы не выделяются, а реализуются как контура СПАЗ и СПГБ в рамках программно-аппаратного комплекса PCY с выделением из СПГБ системы ПС.

Детальные требования к реализации вышеперечисленных систем разрабатываются отдельными техническими заданиями на создание автоматизированных систем управления технологическими процессами Генеральной проектной организацией и утверждаются у Заказчика.

В состав ИСУБ должны входить следующие подсистемы:

- подсистема ввода/вывода, реализующая интерфейс связи с системами АСУТП;
- подсистема обработки входных данных;
- подсистема исполнения прикладных алгоритмов;
- подсистема управления доступом;
- подсистема формирования командной, предупредительной и аварийной сигнализации;
- подсистема, реализующая интерфейс пользователя;
- подсистема сбора и хранения данных реального времени;
- подсистема конфигурирования;
- подсистема диагностики;
- подсистема резервирования;
- подсистема формирования отчетов;
- подсистема информационной интеграции (ПИИ), представляющая собой промышленное решение по интеграции с внешними информационными системами.
- сервер экранных форм (Web-портал).

7.2.1.1 Распределенная система управления

PCY предназначена для контроля и управления технологическим процессом совместно с оперативным персоналом в режиме реального времени.

PCY должна быть построена на базе микропроцессорных устройств, иметь высокий уровень надежности и эксплуатационной готовности и оснащаться средствами самотестирования и самодиагностики.

PCY, включая СПАЗ должна взаимодействовать со смежными системами и подсистемами, в том числе АСПСКЗиПТ, АСУЭ, ЛСУ, системой верхнего уровня, позволяя оператору контролировать все параметры работы установки с помощью рабочих станций оператора, расположенных в операторной.

Архитектура PCY должна быть построена таким образом, чтобы обеспечивать максимальную независимость ее элементов и безотказность системы в целом. В архитектуре системы не должно быть коммуникационных серверов, отказ которых влечет за собой потерю связи между операторами и контроллерами.

В PCY необходимо обеспечить резервирование следующих элементов:

- источники питания;
- процессорные модули (CPU);
- шины связи;
- модули ввода-вывода для функций управления критичного уровня.

Оборудование РСУ должно быть распределено по аппаратным/МПУ, которые должны быть подключены к операторной посредством резервированных волоконно-оптических линий связи (ВОЛС).

Сети связи и передачи данных РСУ должны обеспечивать возможность передачи информации, сформированной на одном (любом) уровне на тот уровень, где такие данные требуются в пределах реализуемого алгоритма. Прием и передача любой поступающей в РСУ информации не должен приводить к искажению выполняемых алгоритмов управления, контроля и регистрации.

Средства разработки прикладного ПО РСУ должны давать возможность реализовать любой из методов регулирования и управления технологическим процессом.

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

Система управления предупредительной и аварийной сигнализацией (алармами) должна быть оснащена инструментами подтверждения (квитирования), сортировки по приоритетам и подавления алармов, а также средствами для всестороннего анализа тревог (сортировка, фильтрация).

В РСУ должна использоваться Единая Система Измерений (СИ) в Русской транскрипции, допускается – в Русской и Английской транскрипции.

В рамках РСУ на объектах, имеющих резервуарные парки хранения товарных нефтепродуктов, а именно ЦПС, ПСП, база ГСМ должна быть выделена подсистема СИРП.

СИРП должны создаваться с применением радиолокационных измерительных устройств и обеспечивать:

- централизованное измерение уровня в емкостях;
- автоматическую защиту от перелива, тревожную сигнализацию максимального и минимального уровня;
- подсчет объема нефтепродуктов резервуарных парков.

7.2.1.2 Система противоаварийной защиты

СПАЗ предназначена для автоматического перевода технологического процесса в безопасное состояние при возникновении аварийных ситуаций в технологических блоках и на площадках.

Система ПАЗ должна быть функционально выделенной. Любые нарушения в работоспособности РСУ не должны влиять на работоспособность системы ПАЗ.

Система ПАЗ должна быть построена на базе резервированных микропроцессорных устройств (процессоры + модули ввода/вывода), иметь высокий уровень надежности и эксплуатационной готовности и оснащаться средствами самотестирования и самодиагностики.

В качестве логического решающего устройства должна применяться программируемая электронная система (Programmable Electronic System PES). Данная система должна иметь сертификат, подтверждающий ее соответствие требуемому SIL в соответствии с требованиями ГОСТ Р МЭК 61508-2012.

С учетом предположения о наличии в ИСУБ контуров безопасности с уровнем SIL 2, для подготовки предложений для тендера принять для логических решающих устройств

уровень полноты безопасности SIL 2 (уточнить на этапе расчета энергетических потенциалов технологических объектов – зона ответственности Генеральной проектной организации).

СПАЗ должна соответствовать следующим основным требованиям:

- автоматическое отключение в целях обеспечения защиты персонала и оборудования установки;
- безотказная работа, сводящая к минимуму ложные отказы;
- простота технического обслуживания, ремонта и поиска неисправностей;
- встроенные средства регистрации последовательности событий;
- непрерывную диагностику КИПиА, исполнительных механизмов по протоколам HART, FF, MB и пр.

Количество уровней отключения будет определено в процессе детального проектирования, что отразится на процедурах отключения установки/оборудования, остановки процесса добычи, аварийного отключения, общего/выборочного электрического отключения или комбинации указанных процедур. Подробности логики данной системы будут определяться, исходя из причинно-следственных таблиц (таблицы должны разрабатываться Генеральной проектной организацией, оптимизироваться на этапе проведения процедуры HAZOP, согласовываться Заказчиком, оформляться в виде приложения к технологическому регламенту).

Автономные системы ПАЗ должны устанавливаться в каждой местной аппаратной/МПУ и во внеплощадочных аппаратных в целях обеспечения местных функций отключения с высоким уровнем интеграции. В частности, системы на кустах скважин должны также иметь соединение с центральной операторной ЦПС/операторной АБК ОБП – Ситуационный центр промысла.

В центральной операторной необходимо установить специальное рабочее место для оповещения о тревожной сигнализации и отключениях для всего оборудования, а также предоставления оператору возможности принятия исполнительных мер в чрезвычайных ситуациях (должны быть разработаны специальные мнемосхемы по процедурам аварийных отключений). Подобное рабочее место необходимо также установить в операторной ПСП с СИКН.

Панели системы ПАЗ должны быть выполнены в виде аппаратно-реализованной матрицы. На данных панелях должна обеспечиваться сигнализация основных возможных причин отключений и размещение аппаратных деблокировочных ключей СПАЗ.

Подсистема регистрации последовательности событий должна являться составной частью СПАЗ и иметь специализированное ПО для считывания архива событий из контроллеров СПАЗ. Необходим достаточный объем памяти для считывания порядка блокировок как минимум по истечении 24 часов после события. Разрешающая способность должна составлять не более 10 миллисекунд.

Системные часы системы ПАЗ должны иметь синхронизацию с часами РСУ.

Оборудование системы ПАЗ, включая места отбора технологической среды, датчики, кабели и исполнительные элементы, должны быть полностью независимы от РСУ, при этом сигналы аварийной сигнализации и отчеты должны передаваться в сеть РСУ и отображаться на рабочих станциях оператора.

Система ПАЗ должна быть оснащена функцией тестирования оборудования, входящего в контур защиты, в соответствии с установленным уровнем SIL.

Система ПАЗ должна поддерживать возможность организации доменной структуры с распределенной структурой и удаленным вводом/выводом.

Система ПАЗ должна иметь встроенную функцию защиты от случайных и кратковременных сигналов нарушения нормального хода технологического процесса, в том числе и в случае переключений на резервный или аварийный источник электропитания. Время реакции системы защиты должно быть таким, чтобы исключалось опасное развитие процесса, но в любом случае, не более 250 мс.

Средства измерения, используемые в СПАЗ, подлежат обязательной поверке в органах Росстандарта.

7.2.1.3 Автоматизированная система пожарной сигнализации, контроля загазованности и пожаротушения

АСПСКЗиПТ предназначена для контроля пожарной и газовой обстановки в технологических блоках, на площадках и автоматического управления процессом пожаротушения в соответствии с заданными алгоритмами и передачи сигнала «Пожар» и «Загазованность» в смежные функциональные системы для автоматического отключения основного технологического и вспомогательного оборудования при возникновении пожара, превышении уровня загазованности.

Система должна быть полностью независимой от любых других систем.

Вопрос разделения/объединения систем газовой сигнализации, пожарной сигнализации и системы автоматического пожаротушения или к примеру, включения подсистемы контроля загазованности в РСУ для небольших и/или не особо опасных объектов окончательно принимается на этапе проведения процедуры HAZOP для каждого технологического объекта индивидуально.

Система АСПСКЗиПТ должна быть построена на базе микропроцессорных устройств, иметь высокий уровень надежности и эксплуатационной готовности и оснащаться средствами самотестирования и самодиагностики.

В составе АСПСКЗиПТ можно выделить следующие подсистемы:

- АСПС, реализованная на базе контроллеров, имеющих соответствующие пожарные сертификаты ССПБ или сертифицированных приемно-контрольных приборов пожарных;
- СГС, реализованная на базе резервированных контроллеров, имеющих уровень полноты безопасности, не ниже SIL 2;
- АСПТ, реализованная на базе контроллеров, имеющих соответствующие пожарные сертификаты ССПБ.

Интеграция систем АСПС и АСПТ (при необходимости) должна выполняться с помощью дискретных сигналов.

Автономные АСПСКЗиПТ зданий (включая здания как производственного, так и непроизводственного назначения) должны быть частью общей системы АСПСКЗиПТ.

Центральной точкой управления должна являться пожарная станция (устанавливается в пожарном депо на ЦПС/ОБП с ВЖК), на которой требуется установка интерфейса оператора АСПСКЗиПТ, осуществляющего функции центрального управления и щита аварийной сигнализации, получающего пожарные сигналы и сигналы неисправности оборудования управления.

Тревожная сигнализация о пожаре и загазованности должна также предоставляться операторам технологического процесса и участвовать в алгоритмах аварийного останова СПАЗ.

7.2.1.4 Система телемеханики

СТМ предназначена для автоматического контроля и автоматизированного управления промышленными объектами (одиночные скважины, крановые площадки, узлы приема-запуска СОД), удаленными вспомогательными объектами, объектами систем внешнего транспорта продукции (нефть, газ, конденсат).

Система телемеханики предназначена для:

- автоматического управления пуском в работу, остановкой и выводом на заданные регламентные режимы удаленных технологических объектов из Центрального Диспетчерского Пункта (ЦДП)/Ситуационного центра Куюмбинского НГКМ;
- автоматической защиты объектов с закрытием линейных задвижек/охранных кранов, клапанов, остановкой/запуском насосных агрегатов в заданной последовательности;

- передачи информации от систем пожарной сигнализации, автоматического пожаротушения и загазованности;
- задания уставок регуляторам давления, уставок в ЧРП и пр.;
- сбора и передачи информации для системы обнаружения утечек (СОУ).

Должна быть обеспечена возможность ретранслирования данных от контроллера СОУ, КИП, ИМ через стандартные протоколы обмена контроллеров телемеханики.

СТМ должна быть открыта с точки зрения наращивания ее информационной и функциональной мощностей.

Должна быть предусмотрена возможность синхронизации времени СТМ по сигналам Глонасс/GPS-приемника каждого контроллера.

Управление кранами, задвижками и т.д. необходимо предусматривать с квитированием команды на уровне операторского интерфейса.

Должны быть предусмотрены решения по интеграции СТМ с системой телемеханики принимающей стороны (СДКУ Транснефти, СЛТМ Газпрома и пр.).

7.2.1.5 Автоматизированная система управления энергообеспечением

АСУЭ предназначена для автоматического контроля процессом электроснабжения, автоматизированного управления объектами системы электроснабжения, единого энергокомплекса месторождения, технического учета электроэнергии, тепловой энергии.

Система АСУЭ должна быть построена на базе микропроцессорных устройств, иметь высокий уровень надежности и эксплуатационной готовности и оснащаться средствами самотестирования и самодиагностики.

В составе АСУЭ можно выделить следующие подсистемы:

- АСДУЭ (автоматизированная система диспетчерского управления электроснабжением);
- АСТУЭ (автоматизированная система технического учета электроэнергии);
- АСТУЭР (автоматизированная система технического учета энергоресурсов).

ИСУБ должна обеспечить возможность организации двухстороннего интерфейса связи с данными подсистемами, отображение состояния энергетической системы на выделенном АРМ диспетчера в ЦДП АСУЭ (территориально расположенным на АБК ОБП), обеспечить сохранение в ИСУБ исторической информации о работе энергетической подсистемы и единого энергоцентра промысла для ее анализа и использования в СУТИ.

АСДУЭ предназначена для:

- поддержания оптимального технологического процесса работы систем выработки, передачи и распределения электроэнергии;
- управления объектами распределения и единого энергокомплекса месторождения, обеспечение безаварийной работы;
- визуализации и хронометрирования параметров технологического процесса и аварийных событий.

АСДУЭ должна состоять из нескольких автономных частей, связанных в единое целое на центральном диспетчерском пункте (ЦДП АСУЭ, предположительно это Операторная ГТЭС площадки ЦПС и РДП АСУЭ в АБК ОБП):

- блочно-поставляемая автоматическая система управления газотурбинной электростанцией собственных нужд Куюмбинского НГКМ – ЕДИНЫЙ ЭНЕРГОЦЕНТР;
- блочно-модульная автоматическая система управления газопоршневыми электростанциями и электрооборудованием ЦПС;
- автоматизированная система диспетчерского управления передачей и распределением электроэнергии на Куюмбинском месторождении;
- автоматизированная система диспетчерского управления ЭХЗ магистральных трубопроводов.

АСТУЭ предназначена для технического учета выработки, передачи и распределения электроэнергии, а также непрерывного контроля значений тока, напряжения, $\cos \varphi$, направления и значения потребляемой мощности на отходящих и вводных фидерах всех присоединений 110, 35, 10, 6 и 0,4 кВ.

АСТУЭР предназначена для:

- поддержания оптимального технологического процесса работы систем выработки, передачи и распределения энергоресурсов (тепло, пар, топливо);
- технического учета энергоресурсов;
- обеспечения безаварийной работы;
- визуализации и хронометрирования параметров технологического процесса и аварийных событий.

7.2.1.6 Система технического обслуживания и ремонта

В виду суровых климатических условий и удалённости расположения технологического оборудования СТОиР должна максимально поддерживать «безлюдную» технологию, минимизировать текущее (плановое) техническое обслуживание и ремонтные работы.

СД КИП предназначена для автоматизации работ по техническому обслуживанию и ремонту полевого КИП и ЗРА, а также являющаяся полнофункциональным инструментом для удаленного конфигурирования, калибровки и диагностики устройств и обеспечивающая сокращение затрат на техническое обслуживание.

С целью оперативного удаленного тестирования, диагностики и управления процессом технического обслуживания полевого оборудования (КИПиА, исполнительные механизмы и ЗРА) должна быть применена самостоятельная, но полностью интегрированная с РСУ и ПАЗ система диагностики полевого КИП.

Данная система подразумевает для связи с КИПиА использование гибридных аналогово-цифровых протоколов типа 4-20мА+HART, либо полностью цифровых (Foundation Fieldbus и др.).

Общие требования:

- СД КИП должна быть распределенной с возможностью организации необходимого количества АРМ-ов для специалистов по обслуживанию КИП и возможностью последующего расширения. При этом база данных по всем контрольно-измерительным приборам и клапанам должна быть единой для всего предприятия. Доступ к БД должен осуществляться с любого АРМа;
- передача диагностической информации на сервер СД КИП должна осуществляться через контроллеры «сквозным» образом по стандартной сети Ethernet;
- СД КИП должна содержать набор универсальных инструментальных средств конфигурирования, настройки параметров, проверки, диагностики и обслуживания интеллектуальных приборов полевого уровня (датчиков и исполнительных устройств) и полевых компонентов (мультиплексоров, регуляторов и т.д.). Все операции должны выполняться с использованием единого интерфейса;
- для всех пользователей СД КИП должно быть предусмотрено разделение прав доступа с возможностью запрета записи параметров в полевые приборы. Все действия пользователей должны регистрироваться в журнале событий системы;
- контроллеры РСУ и магистрали данных, используемые РСУ не должны нести дополнительную нагрузку в связи с работой ПО СД КИП;
- СД КИП должна обеспечивать опрос приборов КИПиА, подключенных к РСУ, не выключая их из работы и не нарушая ход технологического процесса.

7.2.1.7 Система вибромониторинга и вибродиагностики

СВМиД предназначена для обеспечения постоянного мониторинга, диагностики работы вращающихся машин и обеспечения перехода от стратегии плановых ремонтов к техническому обслуживанию по фактическому состоянию.

СВМиД должна обеспечивать:

- непрерывный контроль и диагностику динамического оборудования по вибрационным параметрам;
- заблаговременное обнаружение зарождающихся дефектов и прогноз их развития;
- оперативное оповещение управляющего персонала;
- предотвращение аварий и незапланированных простоев;
- оптимизацию стратегии технического обслуживания.

В зависимости от степени критичности оборудования (критично, исключительно важно, важно, вторично, не важно) должны быть применены различные системы вибромониторинга и виброзащиты:

Критичное и исключительно важное оборудование (крайне высокий коммерческий риск, либо угроза безопасности персонала или угроза для окружающей среды) - требуется виброзащита, отвечающая всем требованиям API 670 и непрерывная стационарная вибродиагностика.

Важное оборудование (высокий коммерческий риск, риск значительной потери производительности) - требуется адекватная виброзащита, отвечающая возможной скорости развития неисправностей и непрерывная стационарная вибродиагностика.

Вторичное оборудование (низкий коммерческий риск) - обычно рекомендуется использовать периодическую вибродиагностику с использованием портативных приборов-сборщиков данных.

Для обработки данных всех систем вибродиагностики (проводных, беспроводных и переносных портативных) должно быть использовано единое программное обеспечение.

Должна быть обеспечена единая база данных вибродиагностики и единая среда для работы специалистов по вибродиагностике.

Должна быть предусмотрена возможность передачи результатов обработки диагностической информации в систему управления верхнего уровня.

Средства измерения, используемые в СВМиД, подлежат обязательной поверке в органах Росстандарта.

7.2.1.8 Система обнаружения утечек

СОУ предназначена для обнаружения, оценки места утечки и её величины.

Целью создания системы является снижение экономических последствий от утечки путем уменьшения ее объема за счет:

- сокращения времени от момента возникновения утечки до остановки перекачки/компримирования;
- сокращения времени ликвидации утечки за счет точного указания места разрыва.

СОУ должна состоять из программно-аппаратного комплекса, функционирующего как автономная задача на выделенном сервере. СОУ должна обмениваться данными со смежными системами посредством OPC.

СОУ должна быть рассчитана на непрерывную работу 24 ч * 365 дней.

СОУ должна функционировать в дежурном режиме. При обнаружении утечки система должна передавать данные об утечке на первый уровень ИСУБ объекта следующую информацию:

- дату и время обнаружения утечки (с точностью до секунды);

- место утечки (в километрах трассы);
- степень утечки.

Данная информация должна также автоматически заноситься в архив СОУ, ведущийся на сервере СОУ. СОУ должна обеспечивать параметры обнаружения утечки, приведенные в таблице 2:

Таблица 2

Величина утечки (% от номинального расхода в трубопроводе)	Время обнаружения	Точность определения координаты утечки
Не более 1%	Не более 2 мин.	Не более 50 м.

Параметры обнаружения утечки, приведенные в таблице, должны обеспечиваться при выполнении следующих условий:

- режим работы трубопровода стационарный;
- течение в трубопроводе однофазное без разрыва сплошности;
- период обновления параметров не более 60 с.

Все измеренные величины и сигналы о любых событиях в системе должны сопровождаться меткой времени, которая присваивается соответствующим контроллером СОУ и соответствует тому моменту времени, когда параметр фактически был измерен (событие произошло).

Погрешность временной привязки событий и измерений, то есть отличие присвоенной метки времени от фактического абсолютного астрономического времени в момент события/измерения, должна быть не хуже 0,01 с.

Поставщик ИСУБ в рамках своего предложения должен предоставить техническое задание (ТЗ) на СОУ с описанием функционала системы, требований к информационному обеспечению, требований к контроллерам, датчикам их размещению на технологическом оборудовании. Предпочтительным вариантом считается СОУ работающая на гидроакустическом принципе определения возможной утечки.

7.2.1.9 Системы измерений

СИКН, СИКНС, СИКГ, СИКВ и т.п. (системы измерений количества и показателей качества соответственно измеряемой среде) предназначены для ведения коммерческого или оперативного (технологического) учета получаемой или отпускаемой продукции.

На каждую систему на этапе проектирования должно быть разработано отдельное техническое задание (ТЗ).

Системы должны поставляться полностью блочно-комплектными с собственной локальной системой управления (ЛСУ) и системой обработки информации (СОИ).

При проектировании, поставке систем измерения руководствоваться следующими принципами:

- системы измерения одного типа (по типам- газ, вода, нефть, теплоноситель и т.д.) должны быть функционально объединены и интегрированы на АРМы по каждому типу;
- при прочих равных характеристиках следует отдавать предпочтение средствам измерения с наибольшим межповерочным интервалом.

7.2.1.10 Система мониторинга коррозии

СМК предназначена для оперативного предоставления данных об агрессивности рабочей среды с целью своевременного и эффективного использования ингибитора коррозии, а также информирования о техническом состоянии основных технологических объектов и трубопроводов.

СМК должна быть построена на базе микропроцессорных устройств, иметь высокий уровень надежности и эксплуатационной готовности и оснащаться средствами самотестирования и самодиагностики.

СМК должна взаимодействовать со смежными системами и подсистемами, позволяя оператору контролировать коррозионные процессы на основных объектах месторождения с помощью рабочих станций оператора, расположенных в операторной.

СМК должны быть установлены на участках трубопроводов, а также основных технологических объектах, которые являются наиболее критичными с точки зрения технологических процессов (высокая температура среды, наличие O_2 , H_2S , H_2O и других факторов, приводящих к внутренним коррозионным процессам), а также на основании аналитических исследований истории выявления коррозии на данных участках и оборудовании в прошлом.

Система должна быть полностью независимой от любых других систем.

Поставщик ИСУБ в рамках своего предложения должен предоставить техническое задание (ТЗ) на СМК с описанием функционала системы, требований к программному, информационному обеспечению, требований к контроллерам, датчикам и их размещению на технологическом оборудовании.

7.2.1.11 Локальные системы управления

Большинство оборудования на сооружениях будет поставляться изготовителями специального оборудования или блочных установок. Управление и отключение данного оборудования будет осуществляться из специализированных локальных систем управления (ЛСУ).

Взаимосвязь ИСУБ со смежными системами должна быть выполнена на базе открытых стандартов сетей Ethernet (TCP/IP), Modbus (RS-485). В аппаратуре интерфейсных связей ИСУБ должны применяться программируемые модули, имеющие конфигурируемые порты ввода/вывода для реализации физических протоколов связей (например, RS-232, RS-422, RS-485).

Связь со всеми блочными системами должна осуществляться постоянно, с контролем исправности канала и обменом статусной информацией.

Контроллеры ЛСУ должны обладать способностью «прозрачно» передавать служебную и диагностическую информацию от интеллектуальных полевых приборов и устройств, получаемую по цифровым протоколам (HART, Foundation Fieldbus и пр.) к любому узлу сети управления ИСУБ.

В таблице 3 приведен перечень внешних систем, с которыми должна взаимодействовать ИСУБ, а также физические интерфейсы и протоколы связи с ними. Этот перечень приводится в целях предоставления одинаковых исходных данных для всех участников тендера. Впоследствии этот перечень, вероятно, будет корректироваться и согласовываться с выбранным Поставщиком ИСУБ.

Таблица 3

Внешние комплексы, системы	Кол-во	Интерфейсы связей	Физические уровни устройств связи	Примечания
Кусты скважин				
Станция управления ЭЦН	1098	Modbus RTU	RS-485	На каждом кусте станции ЭЦН объединяются в один шлейф RS-485
Емкости дренажно-канализационные,	146	Modbus RTU	RS-485	На каждом кусте

Внешние комплексы, системы	Кол-во	Интерфейсы связей	Физические уровни устройств связи	Примечания
емкости для хранения химреагентов				скважин
Блок дозирования ингибитора коррозии и блок измерений и регулирования параметров газа (БЗРГ)	146	Modbus RTU	RS-485	На каждом кусте скважин
Блок измерительной установки	146	Modbus RTU	RS-485	На каждом кусте скважин
УПСВ Терско-Камовского л.у.				
Установка подготовки топливного газа	1	Modbus RTU	RS-485	
Установка дозирования метанола	1	Modbus RTU	RS-485	
Установка закачки деэмульгатора	1	Modbus RTU	RS-485	
Установка факельной системы высокого давления	1	Modbus RTU	RS-485	
Компрессорная воздуха КИП	1	Modbus RTU	RS-485	
Система инертного газа	1	Modbus RTU	RS-485	
Площадка печей прямого нагрева	4	Modbus RTU	RS-485	
Компрессорная станция низкого давления	6	OPC	Ethernet 100BaseT	
Насосная перекачки нефти на ЦПС	1	Modbus RTU	RS-485	
СИКН	1	Modbus RTU	RS-485	
СИКГ	4	Modbus RTU	RS-485	
СИКВ	6	Modbus RTU	RS-485	
ЦПС				
Компрессорная станция высокого давления	1	OPC	Ethernet 100BaseT	
УПГ с СИКГ	1	OPC	Ethernet 100BaseT	
ГТЭС	1	OPC	Ethernet 100BaseT	
ПСП	1	OPC	Ethernet 100BaseT	
Площадка прямого нагрева	6	Modbus RTU	RS-485	
ЛЧМГ	1	OPC	Ethernet 100BaseT	
ХАЛ	1	OPC	Ethernet 100BaseT	
Компрессорная воздуха КИП	1	Modbus RTU	RS-485	
Система инертного газа	1	Modbus RTU	RS-485	
Установка регенерации ТЭГа	1	Modbus RTU	RS-485	
Холодильная установка	1	Modbus RTU	RS-485	
Факельные установки высокого и низкого	1	Modbus RTU	RS-485	

Внешние комплексы, системы	Кол-во	Интерфейсы связей	Физические уровни устройств связи	Примечания
давления				
Система управления электростанцией собственных нужд. Производство электрической и тепловой энергии.	1	Modbus RTU	RS-485	
АСТУЭР	2	Modbus RTU	RS-485	
Коммерческий СИКН	1	Modbus RTU	RS-485	
СИКГ	4	Modbus RTU	RS-485	
СИКВ	6	Modbus RTU	RS-485	
ОБП с ВЖК				
База ГСМ. Система слива-налива нефтепродуктов.	1	Modbus RTU	RS-485	
Речной причал. Система слива нефтепродуктов. Система водозабора.	3	Modbus RTU	RS-485	

Кроме указанных интерфейсов контроллеры каждой из подсистем будут передавать в ИСУБ укрупненные статусные DI сигналы «норма», «авария», а также получать от системы ПАЗ ИСУБ DO сигналы - команду на отключение блока и сигнал «разрешение работы».

7.2.1.12 Система управления технологической информацией

СУТИ предназначена для решения задач оперативного диспетчерского контроля и анализа производственных процессов добычи, подготовки и транспорта нефти, газа, конденсата с целью эффективного принятия оптимальных решений по управлению технологическими процессами.

СУТИ должна быть единой для всех объектовых ИСУБ.

Создание СУТИ преследует следующие цели:

- создание единого интегрированного информационного архива консолидированных технологических, аналитических (лабораторных) данных и данных по отгрузке продуктов;
- горизонтальная интеграция внедряемых ИСУБ и перспективных специализированных систем на базе единой информационной платформы реального времени;
- долгосрочное хранение и аналитическая обработка производственной информации;
- предоставление необходимой и достоверной производственной информации пользователям СУТИ в реальном времени на основе достоверных данных о ходе производственных процессов в удобной и наглядной форме в виде мнемосхем, трендов, сводок и отчетов;
- выявление резервов существующих технологических процессов за счет мониторинга вариаций основных параметров этих процессов, стабилизация технологических процессов на максимально возможном уровне;
- обеспечение более высокого уровня "прозрачности" производства для:

1) сокращения времени операторами на необходимые изменения в параметрах ведения технологического процесса для его оптимизации;

2) обеспечения технологическими данными операторов, удаленных пользователей соседних участков производства, влияющих на ход работы всего предприятия;

– решение функциональных задач СУТИ.

СУТИ должна автоматизировать следующие задачи:

- сбор производственной информации реального времени;
- сбор производственной информации ручного ввода;
- сбор производственной информации сторонних баз данных;
- обработка, структуризация и хранения данных реального времени;
- обработка информации в целях представления ее в удобном для анализа виде специалисту по направлению;
- визуализация информации в виде специализированных мнемосхем и отчетов;
- планирование мероприятий по предотвращению аварий или ликвидации их последствий;
- контроль за качеством ведения технологического процесса;
- анализ ключевых показателей эффективности работы производства.

СУТИ должна обеспечить сбор, хранение, обработку и представление информации пользователям, находящимся:

- на уровне технологических объектов лицензионных участков;
- на уровне аппарата управления предприятия и Компании в Красноярске и Москве.

Поставщик ИСУБ в рамках своего предложения должен предоставить техническое задание (ТЗ) на СУТИ с описанием целей создания системы, решаемых системой задач, функционала системы, требований к структуре, прикладным функциям, техническому и информационному обеспечению, интеграции, численности и квалификации персонала.

7.2.2 Требования к числу уровней иерархии Системы

Иерархически ИСУБ Куюмбинского НГКМ должна предусматривать четыре уровня автоматизации:

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

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

Первый (контроллерный) уровень. На первом уровне должны решаться следующие задачи:

- сбор и обработка информации, поступающей от контрольно-измерительных приборов нулевого (полевого) уровня;

- управление и регулирование технологического процесса подачи управляющих сигналов на исполнительные механизмы нулевого уровня;
- включение защит, блокировок и светозвуковой сигнализации в случае выхода технологических параметров за допустимые пределы;
- 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);
- обмен данными со вторым (системным) уровнем автоматизации.

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

- обеспечение доступа оперативного персонала к технологической информации и функциям управления технологическим процессом;
- настройка режимов работы технологического процесса и отдельных узлов технологического оборудования;
- координации функционирования взаимосвязанных технологических объектов (аппаратов, установок);
- управления потоками и режимами работы оборудования на объекте с учётом приоритетов соответствующих задач и сигналов;
- 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:
 - 1) о технологических параметрах;
 - 2) о предупредительных и предаварийных ситуациях;
 - 3) о техническом состоянии технологического оборудования;
 - 4) о техническом состоянии оборудования АСУТП;
 - 5) о техническом состоянии каналов связи;
 - 6) 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.

Верхний (диспетчерский контроль и управление) уровень. На верхнем уровне должны решаться следующие задачи:

- сбор и консолидация данных от объектных АСУТП и формирование производственной отчетности по предприятию по перечисленным выше данным, а также данным ручного ввода за регламентированный отчетный период;
- оперативный мониторинг состояния технологических процессов (с применением процедур предварительного анализа параметров ТП и оценка состояния);
- контроль выполнения работ, мероприятий, действий технологического персонала (анализ отчетов по выполненной работе);
- оперативный контроль производственных процессов (с использованием инструментальных средств автоматизированной генерации отчетов, уведомлений о критических событиях по электронной почте, интеграции данных от смежных систем и внешних баз данных).

7.2.3 Требования к способам и средствам связи для информационного обмена между компонентами Системы

На узлах связи ЦПС, ОБП с ВЖК, УПСВ и пр., устанавливаются базовые станции системы широкополосного радиодоступа (базовое и абонентское оборудование системы SkyMAN) и базовые станции транковой УКВ связи стандарта ТЕТРА.

Указанные узлы связи соединяются каналами ЦРРЛС, ВОЛС. Пропускная способность ЦРРЛС – не менее 622 Мбит/с (STM-4).

Система связи Куюмбинского НГКМ подключается к арендуемому внешнему каналу передачи данных ОАО СВЯЗЬТРАНСНЕФТЬ посредством волоконно-оптического кабеля, проложенного вдоль трассы магистрального нефтепровода «Куюмба – Тайшет» (в соответствии ТУ на подключение АК Транснефть), далее посредством аренды у магистральных Операторов связи наземных каналов связи (Тайшет - Красноярск, Красноярск - Москва) к корпоративной сети связи НГК Славнефть. В качестве внешнего резервного канала проектом на систему связи будет предусмотрен два спутниковых канала передачи данных (С и Ки), суммарной пропускной способностью – не менее 10 Мбит/с.

Проектом на систему связи будет предусмотрена цифровая радиорелейная линия связи (ЦРРЛС) вдоль трассы магистрального газопровода «Куюмбинское - Ю. Тахомское» с пропускной способностью не менее 622 Мбит/с (STM-4) для работы системы ТМ ЛЧМГ и систем жизнеобеспечения газопровода.

Канал «ЦУС (центральный узел связи) ЦПС – ОБП с ВЖК» организуется посредством оптоволоконной линии связи с пропускной способностью – не менее 1 Гбит/с для подключения Ситуационного Центра Управления Промыслом (СЦУП) в рамках проекта на систему связи Куюмбинского НГКМ.

Кусты скважин, межпромысловые трубопроводы в пределах месторождения разбиваются на 6 групп в соответствии с наименованием лицензионных участков, объекты каждой группы подключаются к одному из узлов связи ЦУС ЦПС, УПСВ Терско-Камовского лицензионного участка и пр. Каждый объект подключается посредством следующего оборудования и каналов связи в соответствии с проектными решениями на систему связи Куюмбинского НГКМ:

- основной канал связи с кустовых площадок, УСОД, электрических подстанций (всех габаритов), удаленных вспомогательных объектов – ВОК (волоконно - оптический канал) организованный посредством ВОЛС одномодовым оптическим самонесущим кабелем (спецификация и количество волокон уточняется на этапе защиты ОНР, ПД);

- резервный канал связи с кустовых площадок, УСОД, удаленных вспомогательных объектов – канал передачи данных, организованный посредством оборудования широкополосного радиодоступа операторского класса линейки SkyMAN (топология «звезда») с возможностью резервирования.

Все локальные объекты ЦПС, ОБП с ВЖК, УПСВ Терско-Камовского л.у. объединяются в единую структурированную кабельную сеть (СКС).

Технологическое оборудование системы водозабора, на причале реки Подкаменная Тунгуска подключается посредством ВОК с резервированием на оборудовании ШПД.

Все объекты магистрального транспорта: УПГ, СИКГ, крановые узлы, камеры УСОД и пр. объединены технологическими каналами радиорелейной связи и сконфигурированы в соответствии с утвержденным расписанием распределения каналов связи.

Для передачи данных не технологического назначения (Internet, e-mail, доступ к корпоративным базам данных и пр.) на территории месторождения организуется посредством распределенной СКС предприятия, имеющую более низкий приоритет по отношению с СПД технологических систем управления, телефонии, радиосвязи.

Вероятная загрузка всех линий связи от допустимого предела по времени в любом режиме, включая конфигурирование и настройку, не должна превышать 30%.

На основании информации о количестве сигналов оценочное среднее значение трафика по радиоканалам составит:

- для промысла – около 200 Мбит/сек;
- для газопровода – около 100 Мбит/сек;
- для нефтепровода (ВНЕШНИЙ КАНАЛ СВЯЗИ- аренда у АК Транснефть) – не менее 622 Мбит/сек.

Межуровневое взаимодействие компонентов Системы должно осуществляться по каналам передачи данных, реализуемых с учетом особенностей передачи данных между соответствующими уровнями.

Передача данных от полевого на контроллерный уровень будет осуществляться по полевой цифровой шине, к примеру, Foundation Fieldbus, а также по цифровой последовательной шине, построенной на основе интерфейса RS-485 с использованием стандартного протокола обмена данными автоматизированных систем управления Modbus RTU. Для организации каналов передачи данных между данными уровнями должен использоваться экранированный кабель типа витая пара.

Взаимодействие между компонентами контроллерного и системного уровней должно осуществляться с использованием протокола канального уровня Ethernet, протокола сетевого уровня IP и протокола транспортного уровня TCP по линиям связи двух видов: кабельные и беспроводные. Передача данных между рассматриваемыми уровнями осуществляется:

- для организации кабельных линий связи на расстояния до 100 метров должен использоваться экранированный кабель типа витая пара категории не ниже 5е;
- на расстояние свыше 100 метров – волоконно-оптические линии связи.

Рекомендуемая канальная скорость соединения на основе кабельных линий связи должна составлять не менее 100 Мбит/с.

Беспроводные каналы связи, используемые для передачи данных с контроллеров удаленных объектов, до которых не имеется кабельных линий связи, рекомендуется строить на основе технологии широкополосной радиосвязи с использованием оборудования широкополосного радиодоступа.

Сеть управления, обеспечивающая обмен данными между системами РСУ, ПАЗ, АСПСКЗиПТ, АСУЭ и др. должна быть полностью резервированной. Топология сети должна быть разработана с учетом разделения объекта на производственные участки. Рекомендуется использовать топологию типа «звезда», допускающую поэтапный ввод объектов в эксплуатацию с минимальным влиянием на действующие системы.

Для системы ПАЗ должна быть предусмотрена отдельная независимая резервированная сеть, не связанная с сетью управления РСУ, выполненная на базе ВОК.

В качестве транспортного и сетевого протокола между серверного взаимодействия предлагается использовать стек протоколов TCP/IP.

7.2.4 Требования к режимам функционирования Системы

Система должна обеспечивать непрерывную работу объекта автоматизации в круглосуточном режиме (штатный режим) с минимально необходимым количеством обслуживающего персонала.

Система должна функционировать в автоматическом режиме.

Функции автоматического регулирования, централизованного контроля текущих значений технологических параметров должны выполняться непрерывно, а также комбинированном режиме, сочетающем непрерывно проводимые операции контроля состояния объекта и относительно редкие операции управления, выполняемые Системой по запросу оператора.

Для отдельных технологических установок, оснащенных локальными системами управления, должна быть предусмотрена возможность дистанционного режима управления.

Любые нарушения в работоспособности РСУ не должны влиять на работоспособность системы ПАЗ.

Система (в целом) и её основные компоненты (подсистемы, комплексы средств) должны функционировать в обслуживаемом режиме, предусматривающем возможность экстренного обслуживания (например, замены отказавшего элемента) и минимально необходимый объём операций по плановому (штатному) эксплуатационному обслуживанию.

При появлении нештатных ситуаций (отключение внешнего питания, сбой в системах ввода-вывода и прочее) в Системе должны быть реализованы алгоритмы управления, направленные на перевод оборудования в безопасное состояние.

7.2.5 Требования по диагностированию Системы

Система должна иметь аппаратную и программную диагностику исправности контроллеров, модулей ввода/вывода, интерфейсных модулей, блоков питания, источников бесперебойного питания, каналов связи с полевым оборудованием и локальными системами управления, каналов и сетей передачи данных, серверов, АРМ, диагностику и обработку ошибок программного обеспечения и ручного ввода оперативного персонала.

При обнаружении неисправности Система должна информировать оператора о ее характере и месте, с фиксацией информации в журнале событий.

Диагностика должна осуществляться в автоматическом режиме.

Для аналоговых входных и выходных каналов должна производиться проверка целостности цепи на обрыв, короткое замыкание или выход измеряемого параметра за допустимый диапазон. При обнаружении неисправности в цепи должен генерироваться аварийный сигнал, информирующий оператора.

Для исполнительных механизмов должно быть предусмотрено определение состояния ошибки по окончании максимально допустимого времени для срабатывания.

Технические средства должны позволять обнаружить неисправность модуля или линии связи внешним осмотром при помощи светодиодной индикации.

Для удобства работы системного инженера должны быть средства визуализации диагностики компонентов системы.

Встроенные программные средства Системы должны обеспечивать диагностику:

- интегрального качества работы компонентов Системы нижнего и среднего уровней (загрузка, свободное место, выполняемость модулей управления, ошибки в модулях и др.);
- интегрального (суммарного) качества устройств Системы до канала ввода-вывода для неинтеллектуальных устройств и до первичного преобразователя для интеллектуальных устройств (датчики, исполнительные механизмы).

7.2.6 Перспективы развития, модернизации Системы

Система должна иметь перспективы развития, т.е. создаваться с учетом возможности наращивания Системы путем пополнения и обновления всех видов и функций Системы или настройкой имеющихся средств.

Расширение размера и функций Системы не должно оказывать влияние на коэффициент надежности и готовности Системы в целом, даже на период расширения.

ПТК ИСУБ должен обеспечивать возможность модернизации путем:

- установки в каждый шкаф управления до 20% дополнительных модулей ввода/вывода, нормирующих преобразователей, барьеров искрозащиты и других аппаратных компонентов от числа установленных;
- наличия не менее 20% свободного места в шкафах, панелях, шасси контроллеров для размещения дополнительного оборудования;
- добавления в управляющую программу дополнительных программных модулей;
- наличия свободных портов в коммуникационном оборудовании;
- добавления дополнительных рабочих станций и серверов.

На стадии подготовки спецификаций проекта необходимо предусмотреть 20% резерва по оперативной и дисковой памяти, а также по быстродействию микропроцессорных вычислителей и промышленных сетей, которые потребуются для развития функций ИСУБ в будущем.

Должна обеспечиваться возможность по наращиванию ИСУБ путем непосредственного дополнения, а не изменения технических средств и минимального изменения программного обеспечения и конфигурации Системы.

Система должна позволять модернизацию операционной системы, реконфигурацию, обновление алгоритмов, обновление микропрограммного обеспечения резервированных контроллеров без остановки технологического процесса.

7.2.7 Требования к численности и квалификации персонала

Численность эксплуатационного персонала, занятого обслуживанием ИСУБ, определяется Кодексом законов о труде РФ и должна соответствовать значениям, соответствующим технически обоснованным нормативам трудоёмкости эксплуатации, утверждённым руководством в установленном порядке.

К оперативному персоналу относятся лица, непосредственно участвующие в принятии решений по управлению технологическим процессом (операторы, технологи, начальники смен, начальники цехов).

Численность эксплуатационного персонала должна обеспечивать круглосуточную эксплуатацию системы.

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

Количество и квалификация эксплуатационного персонала определяется действующим штатным расписанием.

Общий режим работы эксплуатационного и обслуживающего персонала должен быть круглосуточным.

Персонал, эксплуатирующий систему, должен соответствовать следующим требованиям:

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

Квалификация системного инженера должна соответствовать выполнению им оперативного администрирования:

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

Группа технической поддержки должна быть аттестована и сертифицирована на выполнение операций по настройке программной и аппаратной части, обладать знаниями и умением классифицировать и устранять возникающие ошибки. Группа технической поддержки обеспечивает функционирование в штатном режиме технических и программных средств системы.

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

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

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

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

Персонал, обслуживающий систему, также должен соответствовать должностным требованиям.

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

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

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

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

7.2.8 Условия и режимы эксплуатации

Во избежание ухудшения снижения характеристик устройств плотность пыли, содержащейся в воздухе в помещениях, не должна превышать $75 \text{ мкг/м}^3/24\text{ч}$.

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

- 10^{-3} Tesla для частот менее 100 Гц;
- 10^{-4} Tesla до 1 кГц;
- 10^{-5} Tesla до 10 кГц.

Для исключения сбоев в работе средств вычислительной техники системы Заказчик должен предоставить точки подключения к «информационному заземлению», изолированному от защитного заземления. Общее сопротивление шины «информационного заземления» от заземлителя до потребителя не должно превышать 1 Ом.

Для электроснабжения электронно-вычислительного оборудования ИСУБ должен быть установлен распределительный щит электропитания. Общий автомат-выключатель, расположенный на этом щите, должен обеспечивать защиту секционных выключателей, которые в свою очередь обеспечивают защиту оборудования по помещениям. Все секционные выключатели должны иметь дифференциальную защиту по току. Питание шкафов системы ИСУБ (в том числе серверных шкафов) должно быть предусмотрено от специальных шкафов ИБП из расчета времени автономной работы - не менее 2-х часов.

В качестве ИБП должно быть предусмотрено оборудование линейки EATON (уточняется на этапе разработки КД, РД; согласовывается с Генеральной проектной организацией и Заказчиком).

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

Должны выполняться следующие требования к заземлению оборудования системы:

- заземление шкафов автоматики должно выполняться занулением в режиме глухо-заземлённой нейтрали TNS;
- использовать защитное и рабочее (инструментальное) заземление;
- контура защитного и рабочего заземления на площадке должны быть подключены к одному заземлителю с сопротивлением растеканию не более 4 Ом;

- к контуру защитного заземления на площадке должны подключаться шины всех шкафов автоматики, включая “внешние” системы;
- к контуру рабочего (инструментального) заземления должны подключаться шины заземления средств вычислительной техники и их периферийных устройств;
- шины рабочего (инструментального) заземления должны быть изолированы от шин защитного заземления.

Конструкция шкафов автоматики должна обеспечивать защиту обслуживающего персонала от поражения электрическим током в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.003-91. Автоматический выключатель питания должен разрывать цепи каждого полюса сети и соответствовать мощности, потребляемой шкафом автоматики с запасом не менее 25%.

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

Требования к защитному заземлению должны соответствовать ГОСТ 12.2.007.0-75.

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

Все основное электропитание оборудования АСУ ТП должно осуществляться от сети переменного тока 1-ой категории напряжением ~220 В (+/- 15%), частотой 50 Гц (+/-10%).

Электропитание всех концентраторов информации и других шкафов автоматики, должно осуществляться от источников бесперебойного питания ИБП (шкафов ИБП).

Электропитание оборудования должно осуществляться от источников бесперебойного питания ИБП. Система должна иметь без перебойное электропитание, обеспечивающее ее функционирование в течение 2 часов после аварийного отключения электроэнергии.

Подключение ИБП к электросети должно производиться резервированным силовым кабелем.

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

Необходимо предусмотреть непосредственные силовые кабели питания, предназначенные исключительно для подключения распределительных шкафов/шкафов ИБП системы ИСУБ. На входе эти кабели должны быть защищены автоматическими выключателями, характеристики которых должны соответствовать электропотреблению подключаемого оборудования. Вся подводка электросети для питания оборудования ИСУБ должна быть резервирована.

Для защиты электропитания оборудования, устанавливаемого в шкафах автоматики, все питающие напряжения подаются на элементы шкафного оборудования через отдельные автоматические выключатели, установленные внутри шкафов ИБП ИСУБ.

Все автоматические выключатели должны иметь дифференциальную защиту, рассчитанную на требуемую нагрузку.

Питание датчиков и измерительного оборудования должно осуществляться:

- для ИМ с видом взрывозащиты “взрывонепроницаемая оболочка” - от резервированных источников постоянного тока 24В, ИБП через распределительные и защитные устройства;
- для датчиков с видом взрывозащиты “искробезопасная электрическая цепь” и с номинальным напряжением питания =24 В - от блоков питания, имеющих вид взрывозащиты “искробезопасная электрическая цепь”.

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

В таблице 4 приводятся предельные климатические условия работы в помещениях с установленными шкафами автоматики.

Таблица 4

Группа	T min, °C	Tmax, °C	Относительная влажность, %	Скорость нарастания температуры, °C/ч	Категория помещения по ГОСТ 26.205 (группа)
В4	+ 5	+ 85	без конденсации влаги	20	Обогреваемые или охлаждаемые помещения

В таблице 5 приводятся предельные условия работы ЭВТ в помещениях.

Таблица 5

Характеристика	Пределы рабочих значений	Пределы значений при хранении
Температура, °C	$20 < T < 25$	$-10 < T < 40$

Методы противопожарной защиты зависят от категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности. Для помещений с оборудованием ИСУБ присвоена классификация по НПБ 105-95 В3.

7.2.9 Предварительные требования к площадям

Размеры помещения для установки шкафов автоматики и коммуникационного оборудования должны определяться согласно нормам НПБ 105-03 и СНиП 3.05.07-85 в зависимости от предусмотренной конфигурации и возможного расширения.

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

Легкий доступ в помещения должен обеспечиваться благодаря достаточному пространству.

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

При монтаже шкафов в помещениях следует учитывать их габариты (19'' стойки, высота, глубина, ширина) и габаритные размеры ПКУ, Аппаратных, МПУ (дверные проемы, высота помещений) с целью наличия возможности монтажа и размещения шкафов системы ИСУБ.

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

Площадь помещения для установки оборудования Системы в пункте контроля и управления на линейных узлах трубопровода должна быть не менее 10 м².

Площадь помещения для установки оборудования Системы в местном пункте управления должна быть не менее 9 м².

7.2.10 Требования к показателям назначения

Система должна сохранять устойчивую и без перебойную работу независимо от условий окружающей среды и иметь средства контроля ее состояния с выдачей сигналов по каналам связи диспетчеру.

ИСУБ Куломбинского НГКМ должна обеспечивать реализацию информационных и управляющих функций для обеспечения заданных технологическим регламентом режимов технологического процесса.

ИСУБ должна, согласно ГОСТ 24.104-85, ГОСТ Р МЭК 61508:

- реагировать на изменения технологических параметров сигнализацией и технологическими блокировками;
- поддерживать регулирование по заданным технологическим параметрам внутри технологических контуров;
- реализовывать управляющие функции для обеспечения заданных технологическим регламентом режимов технологического процесса, как в автоматическом режиме, так и в автоматизированном режиме – в результате действий оператора.

ИСУБ должна сохранить свое целевое назначение в течение не менее 10 лет с момента внедрения.

Для модернизации и улучшения характеристик система должна иметь модульную структуру.

7.2.11 Требования к надежности

Надежность Системы должна соответствовать ГОСТ 24.701-86 «Надежность автоматизированных систем управления».

Срок службы Системы должен быть не менее 10 лет. В течении указанного полного срока службы допускается проведение текущих ремонтов путем замены отдельных блоков, узлов и деталей, установки обновлений/дополнений программного обеспечения.

Высокая надежность оборудования имеет огромное значение и поэтому только зарекомендовавшие себя системы и решения подлежат рассмотрению. Система должна быть основана на оборудовании, проверенном в эксплуатации, с возможностью его приобретения у производителей промышленных систем управления и имеющем широкое применение в подобных сферах.

Гарантийный срок на Систему должен составлять не менее 24 месяцев с момента ввода Системы в промышленную эксплуатацию.

Среднее время между выходами оборудования из строя ИСУБ в целом должно быть не менее 60 000 часов ($MTBF = 60\,000$ часов).

При этом $MTBF$ отдельных подсистем, особенно обеспечивающих безопасность персонала и оборудования, должно быть существенно выше.

Время ремонта, включая диагностику неисправности, получение на складе необходимых запасных частей, выезд на объект и устранение неисправности, должно быть не более 12 часов. Это, конечно, больше определяется организационными мерами, Поставщик ИСУБ должен обеспечить укомплектованностью ЗИП, хорошей самодиагностикой системы, качественной эксплуатационной документацией. $MTTR = 12$ часов.

Таким образом, ИСУБ в целом должна обеспечивать коэффициент готовности не менее 99,98%. $A_i (\%) = 100 * MTBF / (MTBF + MTTR) = 100 * 60000 / 60012 = 99,98\%$.

Поставщик ИСУБ должен предоставить расчет надежности и материалы, поясняющие методы расчета и содержащие исходные данные для расчета.

В обеспечение надежного уровня функционирования ИСУБ в течение всего срока эксплуатации месторождения должны быть приняты меры по минимизации:

- отказов в аппаратуре;

- воздействия отказов на выполнение функций управления и контроля;
- времени восстановления аппаратуры.

Реализацию указанных требований необходимо обеспечить путем выбора надежной элементной базы и применением структурной избыточности в обрабатывающих модулях и линиях связи.

Для реализации надежного выполнения особо ответственных функций контроля и управления в ИСУБ необходимо предусмотреть независимые альтернативные (резервные) аппаратные средства. Должен быть обеспечен учет наработки основного оборудования.

Автоматическое переключение на резервные устройства должно быть безударным и не должно приводить к остановке технологического процесса или агрегата.

Перечень устройств и степень их резервирования должны быть определены на стадии проектирования после выбора технических средств Системы и анализа их характеристик надежности.

Аппаратура ИСУБ должна надежно работать и выдерживать колебания напряжения электропитания, изменения температуры и влажности окружающего воздуха, вибрационные нагрузки и электромагнитные помехи.

Электропитание всех подсистем ИСУБ, включая питание аналоговых сигналов, должно осуществляться от двух независимых источников электроэнергии с использованием источника без перебойного питания.

В системе должна быть предусмотрена возможность замены отдельных модулей ввода/вывода без выключения электропитания всего устройства (ПЛК), при этом должно осуществляться автоматическое распознавание замененных модулей и их интеграция.

Для резервированных модулей переключение с основного модуля на резервный и обратно не должно приводить к потере работоспособности системы и должно сопровождаться обязательной индикацией на операторской станции. Необходимо предусмотреть взаимозаменяемость однотипных сменных модулей и других элементов ИСУБ без необходимости выполнения регулировки или наладки.

В ИСУБ должны быть приняты меры по недопущению прерывания выполняемых функций, при любых единичных отказах элементов обеспечения безопасности.

Для программного обеспечения следует максимально использовать отлаженные библиотеки элементов и типовых алгоритмов. По возможности, следует использовать стратегии «выживания», косвенного вычисления измеряемых параметров при отказе КИП.

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

Для определения причин возможных отказов и их предотвращения необходимо максимально использовать диагностику датчиков и исполнительных механизмов путем подключения их к системе управления по цифровым протоколам.

Исполнение систем должно быть модульным и обеспечивать максимальное применение встраиваемых электронных плат и прочих легко заменяемых элементов. Системы должны быть снабжены эффективными средствами диагностики, обеспечивающими автоматическое отслеживание и оповещение об отказе конкретной платы или заменяемого элемента.

Техническое обслуживание будет представлять собой обычную замену поврежденных плат или блоков, определенных системой.

Система должна иметь максимально возможный экономически осуществимый уровень надежности, безопасности, эксплуатационной готовности и удобства. Число отказов общего характера следует сводить к минимуму, это относится как к элементам системы, так и линиям передачи данных.

Для обеспечения характеристик надежности, срока эксплуатации и обеспечения малого времени восстановления в ИСУБ должен быть предусмотрен ЗИП не менее чем на три года эксплуатации.

Сбои в аппаратуре более высокого уровня не должны нарушать работоспособность аппаратуры нижних уровней.

Для параметров, используемых в контроллерах аварийных защит, задействованных на безопасность объекта должен быть использован мажоритарный принцип построения алгоритмов аварийного отключения оборудования.

Для обеспечения надежности хранения данных должно выполняться планируемое периодическое резервное копирование ответственных данных (конфигурация, настройки, архивы, отчеты и т.п.) на устройства резервного копирования.

7.2.12 Требования безопасности

Система должна разрабатываться с учетом требований безопасности, определенных в ФЗ РФ, ПБ РФ, внутренних НТД Компании/группы Компаний Акционеров.

КТС ИСУБ должен быть построен таким образом, чтобы при их монтаже, наладке, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте ошибочные действия персонала или отказы технических средств не приводили к ситуациям опасным для жизни и здоровья людей и гарантировали сохранность оборудования.

Аппаратура ИСУБ, находящаяся под напряжением, должна быть снабжена индикацией наличия электропитания, коммутационными устройствами и средствами защиты по цепям питания.

Технические средства должны иметь защитное заземление. Каждое изделие, представляющее отдельную конструктивную единицу в виде шкафа, стойки, кожуха, контейнера или секции пульта, должно иметь приспособление для подключения к заземляющему контуру.

Все внешние элементы технических средств Системы, находящиеся под напряжением, должны иметь защиту от случайного прикосновения человека, а сами технические средства должны быть заземлены в соответствии с требованиями “Правил устройства электроустановок” и ГОСТ 30852.10-2002 (МЭК 60079-11:1999).

Механическая безопасность должна обеспечиваться конструктивными мерами.

В конструкции Системы должны быть средства, предотвращающие соединение модуля ввода-вывода с клемным блоком, несовместимым по уровню напряжения или типу сигнала.

Органы управления ответственных цепей должны иметь, кроме маркировки проводов (как для всех остальных цепей), четкие и ясные надписи, не имеющие двойного толкования.

Технические средства ИСУБ должны иметь соответствующую аттестацию по взрывобезопасности (при необходимости).

В Системе должны применяться пожаростойкие и не распространяющие горение кабели с медными или оптическими жилами.

Инструкции по эксплуатации технических устройств должны включать в себя специальные разделы требований по безопасности установки и технического обслуживания.

7.2.13 Требования к эргономике и технической эстетике

Эргономические требования к техническим средствам Системы должны удовлетворять требованиям ГОСТ 12.2.049-80 и ГОСТ 21552-84. Размеры, расположение, цвет и яркость органов управления, КИП и индикаторов должны соответствовать зрительным и психофизическим возможностям человека. Надписи должны быть хорошо обозримы и иметь контрастное оформление.

Все автоматизированные рабочие места в составе ИСУБ должны соответствовать ГОСТ Р 50923-96 и СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.

Конструкция рабочих мест должна обеспечить быстроту, простоту экономичность технического обслуживания и ремонта в нормальных и аварийных условиях.

Экран мониторов должен быть жидкокристаллическим, его размеры должны быть не менее 24 дюймов по диагонали, угол обзора по вертикали и горизонтали не менее 178°, разрешение не хуже 1920x1080 точек, время отклика не более 4 мс. Монитор должен быть предназначен для работы в непрерывном режиме.

7.2.14 Требования к эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту и хранению компонентов Системы

При создании ИСУБ должны быть учтены следующие требования к техническому и сервисному обслуживанию:

- наличие технической, программной и эксплуатационной документации на Систему на русском языке;
- наличие дилеров и сервисных центров в России;
- наличие системной поддержки Вендора в России;
- поддержка производителя на всем сроке службы оборудования;
- поддержка сервиса в России, возможность заключения с Вендором сервисного контракта на сопровождение системы с поддержкой системы, включая возможности удаленной диагностики и т.п.;
- периодичность планового технического обслуживания не чаще 1 раза в год.

Необходимо предусмотреть возможность производить все работы по обслуживанию Системы с одной инженерной станции, в том числе удалённых контроллеров и интеллектуальных датчиков.

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

Должны быть предусмотрены следующие виды технического обслуживания и ремонта:

- оперативный автоматический контроль исправности Системы:
 - 1) обнаружение неисправности основных технических средств;
 - 2) обнаружение отсутствия внешнего электропитания;
 - 3) контроль целостности цифровых каналов и сетей;
 - 4) контроль целостности цепей аналоговых сигналов ввода-вывода;
 - 5) прием диагностических сообщений от полевых устройств с представлением на АРМ оператора обобщенного сигнала о неисправности и ее характере.
- регламентный контроль исправности Системы, осуществляемый по вызову оператора, должен производиться при выводе аппаратуры из действия и в общем случае обеспечивать контроль датчиков и тестовую проверку аппаратуры всех типов включительно до сменного модуля, проверку каналов управления и контуров регулирования. Для обеспечения регламентного контроля в значительной мере должны использоваться средства, предусмотренные для оперативного контроля. Обобщенная информация о неисправности должна выводиться на АРМ оператора.
- плановое техническое обслуживание.

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

Удобство технического обслуживания и ремонта Системы должно обеспечиваться:

- свободным и удобным доступом к модулям и другим восстанавливаемым элементам и монтажу;

- укомплектованностью ЗИП;
- возможностью применения стандартных приспособлений для демонтажа и монтажа;
- возможностью контроля и регулировки параметров аппаратуры при помощи встроенных или переносных средств контроля;
- взаимозаменяемостью однотипных блоков и модулей без дополнительной регулировки и настройки;
- возможностью оперативного внесения изменений в процессе сдачи и эксплуатации по причинам возникновения изменений в управляемых системах, комплексах и технических средствах.

В эксплуатационной документации должны быть указаны виды технического обслуживания и ремонта и обеспечение их ЗИП, периодичность, продолжительность, трудоемкость и квалификация обслуживающего персонала, а также, при необходимости, перечень переносной контрольно-проверочной аппаратуры и инструкции по ее применению.

В эксплуатационной документации на Систему должны быть приведены:

- регламент и процедуры резервного копирования, восстановления данных и программного обеспечения с учетом категории данных и времени их актуальности;
- порядок ввода в работу технических средств Системы (контроллеров, модулей ввода-вывода, серверов, АРМ и др.) после сбоев или после устранения неисправностей.

В Системе должны быть предусмотрены: комплект внешних диагностических устройств; комплект специального инструмента и монтажных приспособлений для выполнения всех операций по монтажу, наладке и ремонту оборудования.

Транспортирование и хранение технических средств Системы должны соответствовать паспортным данным на данные технические средства.

В Системе должен быть предусмотрен ЗИП объемом не менее 10% для каждого типа изделия, но не менее одного изделия. Состав ЗИП, его объем и номенклатура, должны быть согласованы с Заказчиком.

7.3 Требования по сохранности информации при авариях

Для защиты информации в случае возникновения нештатных ситуаций должны применяться следующие способы защиты в зависимости от ситуации:

- полное длительное обесточивание всей Системы – в этом случае источники без перебойного питания должны обеспечить питание серверов и рабочих станций на время, достаточное для штатного завершения работы системы с целью сохранения информации. Кроме того, для рабочих станций должно быть предусмотрено периодическое резервное копирование данных на внешние накопители, для ПЛК - использование энергонезависимых ОЗУ и ППЗУ;
- энергонезависимая память контроллеров не должна использовать сменные элементы питания (батарейки);
- полное кратковременное обесточивание всей Системы. Работоспособность Системы в данном случае должна поддерживаться за счет использования источников без перебойного питания;
- обесточивание (отказ) отдельных контроллеров. В данном случае сохранность информации должна обеспечиваться за счет хранения текущей базы данных контроллеров в загрузочных файлах инженерной станции (сервера) и энергонезависимой памяти. Модули ввода/вывода при обесточивании (отказе) контроллера должны сохранять значения выходных сигналов для безударного ведения технологического процесса;
- отказ рабочей станции не должен приводить к потере информации, необходимой для непосредственного управления процессом в автоматическом режиме;

- отказ модуля ввода/вывода не должен приводить к использованию недостоверной информации для функций контроля, учета и управления;
- отказ канала связи – вся информация должна копиться в локальном буфере не менее чем 24 часа, оборудование функционирует самостоятельно, при восстановлении канала – накопленная информация передается для архивации в БД. Данное требование применимо для объектов с нерезервированным каналом связи. Перечень буферизуемых параметров и период их опроса, а также перечень событий и механизм передачи и репликации буферизуемых данных должен определяться при рабочем проектировании Системы.

В Системе должен быть предусмотрен сбор и хранение исторических данных в течение не менее **трех** месяцев.

В Системе должна быть предусмотрена возможность накопления в историческую базу данных процесса всех технологических входных и выходных параметров.

В Системе должны быть предусмотрены устройства выгрузки и хранения для долговременного энергонезависимого хранения любых исторических данных.

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

7.4 Требования к защите информации от несанкционированного доступа

В ИСУБ должна необходимо предусмотреть идентификацию и аутентификацию сотрудников при осуществлении ими доступа к компонентам ИСУБ. Идентификация и аутентификация сотрудников должна осуществляться при осуществлении ими доступа как минимум на уровне ОС и СУБД, на уровне прикладного ПО ИСУБ, на уровне контроллеров, а также при доступе к КИПиА и исполнительным механизмам. Идентификация должна осуществляться на основании:

- уникальных идентификаторов учетных записей сотрудников в системном, прикладном и встроенном ПО. Для каждого сотрудника должна существовать персональная учетная запись с уникальным идентификатором;
- персональных уникальных кодов доступа к контроллерам и КИПиА;
- аппаратных ключей, в том числе токенов, смарт-карт. Для каждого сотрудника должен существовать свой уникальный аппаратный ключ.

Подсистемы управления доступом, подсистемы регистрации и учета и подсистемы обеспечения целостности компонентов ИСУБ должны соответствовать требованиям Руководящего документа ФСТЭК РФ «Автоматизированные системы. Защита от несанкционированного доступа к информации. Классификация автоматизированных систем и требования по защите информации» по классу защиты от несанкционированного доступа не хуже 1Г.

Класс используемых межсетевых экранов должен быть не хуже 4 по классификации Руководящего документа ФСТЭК РФ «Средства вычислительной техники. Межсетевые экраны. Защита от несанкционированного доступа к информации. Показатели защищенности от несанкционированного доступа к информации».

ПО на компонентах ИСУБ, которое не относится к минимально необходимому для функционирования этого компонента, должно быть удалено.

7.5 Требования по стандартизации и унификации

Технические средства, входящие в комплект поставки Системы, должны иметь сертификаты соответствия, выданные органами Госстандарта РФ, а также, в случае необходимости, другими лицензирующими органами РФ.

Все технические средства Системы, используемые во взрывоопасных зонах должны иметь действующие Сертификаты соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза к оборудованию для работы во взрывоопасных средах, выполнение которых обеспечивает безопасность его применения во взрывоопасных средах.

Виды обеспечения, входящие в комплект поставки технических устройств, должны разрабатываться в соответствии с действующими нормативами и стандартами.

При создании Системы должны быть использованы унифицированные технические и программные решения, касающиеся:

- методов сбора и первичной обработки информации;
- методов реализации однотипных функций в подсистемах;
- методов построения информационного и программного обеспечения;
- методов диагностики технических и программных средств;
- подходов к компоновке и конструированию комплекса технических средств.

Унификация математического обеспечения должна быть направлена на использование в Системе типовых алгоритмов и методов обработки данных, типовых методик расчета технико-экономических показателей, регистрации и отображения информации, типовых алгоритмов управления.

Унификация лингвистического обеспечения должна быть направлена на использование рационального и ограниченного количества языков программирования, на создание, по возможности, единых средств языкового взаимодействия различных категорий персонала с вычислительной техникой.

Унификация программного обеспечения должна быть направлена на максимальное использование стандартных программных средств и программных модулей, на использование методов структурного программирования, модульного принципа построения программных компонентов, на использование единообразных связей между программными модулями на основе единых программных интерфейсов. Должны быть использованы операционные системы, отвечающие международным стандартам.

Унификация компонентов технического обеспечения должна предусматриваться во всех системах и подсистемах (в том числе и в локальных системах управления блочных установок), входящих в комплект поставки технических устройств, применение полностью совместимых (электрически, конструктивно, логически, информационно) средств микропроцессорной и вычислительной техники.

8 Архитектура системы управления

Структурная схема ИСУБ Куюмбинского месторождения представлена в Приложение А настоящего документа.

8.1 Уровень Анализа и мониторинга (Центр сбора и оперативного управления производством.)

Верхний уровень управления ИСУБ должен быть реализован как Центр сбора и оперативного управления производством.

В состав комплекса технических средств на уровне Анализа и мониторинга (Центра сбора и оперативного управления производством) (приложение Б) должно входить следующее оборудование:

- сервер связи с резервированием;
- сервер приложений с резервированием;
- сервер базы данных с резервированием;
- сервер резервного копирования;
- сервер контроллера домена;
- АРМ оперативного управления производством с резервированием;

- видеостена;
- АРМы оператора;
- инженерные станции;
- принтеры;
- межсетевые экраны;
- обеспечивается подключение АРМов специалистов служб к сети уровня управления, администрирование сети, разграничение прав доступа.

Сервер БД уровня анализа и мониторинга должен быть выполнен на основе отказоустойчивого промышленного сервера Stratus компании Stratus Technologies. Конструкция сервера должна иметь модульное исполнение, что позволит быстро заменить любой неисправный блок на ходу без остановки приложений. Все компоненты внутри сервера, включая память и процессоры, должны иметь своего дублирующего партнёра, выполняющего синхронно одни и те же инструкции в каждый момент времени. Процессорные схемы синхронизированы до такта (технология Lockstep).

Информационный сервер, АРМ диспетчера и АРМ инженера уровня анализа и мониторинга должен выполнять те же функции, что и на уровне ЦДП.

АРМ разработки, устанавливаемый на уровне анализа и мониторинга, предназначен для корректировки и внесения изменений в ПО ИСУБ, а также для настройки и конфигурирования работы системы, перераспределения функций между компонентами ИСУБ.

Серверы приложений (основной и резервный) должны выполнять задачи уровня MES на основе получаемых технологических данных и предоставлять пользователям данные после обработки MES-модулями.

Сервер резервного копирования, устанавливаемый на уровне анализа и мониторинга, должен быть предназначен для хранения резервных копий БД и другой информации, требующей длительного хранения. Также он должен использоваться как общее сетевое хранилище уровня анализа и мониторинга.

Синхронизация всех АРМов и серверов системы должна осуществляться от аппаратных серверов единого времени, комплектуемых приёмниками GPS/Глонасс, по протоколу NTP.

8.2 Уровень Центрального диспетчерского пункта

Уровень ИСУБ Центрального диспетчерского пункта (ЦДП) должен быть реализован как интегрированная система диспетчерского управления технологическими объектами месторождения и объединять все локальные АСУТП (см. приложение Б).

В состав комплекса технических средств ЦДП должно входить следующее оборудование:

- центральный коммуникационный контроллер (КК) с резервированием;
- сервер связи с резервированием;
- сервер архивов с резервированием;
- сервер базы данных с резервированием;
- сервер ввода/вывода с резервированием;
- сервер контроллера домена;
- инженерная станция;
- АРМ промысла с резервированием;
- АРМ ЦПС с резервированием;
- АРМ ППД с резервированием;
- АРМы транспорта нефти и газа;
- АРМы систем измерений (СИКВ, СИКГ, СИКН и пр.);
- видеостена;
- принтеры.

На уровне ЦДП должны быть установлены резервируемые сервера ввода/вывода (основной и резервный), выполняющие сбор данных.

Вся информация, собранная серверами ввода/вывода, должна сохраняться в сервере базы данных (сервер БД) в виде истории событий и изменения значений контролируемых параметров (далее - история).

Программное обеспечение серверов ввода/вывода и сервера БД должно быть настроено и сконфигурировано таким образом, чтобы в случае выхода из строя сервера БД или при его отключении на время проведения профилактических и ремонтных работ вся история сохранялась локально на основном сервере ввода/вывода. Таким образом, сервера ввода/вывода выступают в качестве резервного сервера БД для повышения надёжности и работоспособности системы. При восстановлении сервера БД, вся история, накопленная за это время в сервере ввода/вывода, должна автоматически скопироваться в сервер БД.

Для отображения технологических данных, контроля и управления технологическими процессами в ЦДП должны быть установлены два АРМ диспетчера. В состав каждого АРМ диспетчера должны входить два LCD-монитора с диагональю 24''.

АРМ аналитика должен предоставлять пользователю средства для формирования сводок и отчётных документов, как с использованием шаблонов, так и настраиваемых самим пользователем.

АРМ инженера должен быть предназначен для мониторинга и диагностики средств измерения, технологического оборудования и технических средств как локальных АСУ ТП объектов Куюмбинского месторождения, так и ИСУБ.

Информационный сервер должен предоставлять возможностям техническим специалистам ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» (инженеры АСУ, инженеры КИПиА, метрологи, технологи, энергетики и др.) возможность просматривать интересующие их данные о работе технологических объектов, получать необходимые отчёты непосредственно со своего рабочего места посредством стандартного Web-браузера. Также должен быть обеспечен доступ с помощью КПК на основе ОС Windows Mobile компании Microsoft чрез Web-браузер.

Кроме того, информационный сервер должен выполнять рассылку сообщений о событиях в системе по E-mail и в виде SMS-сообщений. В информационном сервере должно быть выполнено ранжирование и определение типа и степени важности событий системы. На основе этих настроек должно автоматически определяться кому необходимо отправлять сообщение о том или ином произошедшем событии.

Информационный сервер получает данные с сервера БД.

На уровне ЦДП должно быть предусмотрено отображение информации на видеостене, построенной на основе системы видеоотображения EYEVIS (Германия). Видеостена должна состоять из трёх видеокубов DLP диагональю 50". В состав данной системы входит графический сетевой контроллер (видеосервер), на который устанавливается специализированное программное обеспечение (EyeCon Control Software) для управления видеостеной.

Взаимодействие между АРМами и серверами в ЦДП должно осуществляется по резервируемой ЛВС, построенной на основе резервируемых Ethernet-коммутаторов. Каждый АРМ и каждый сервер имеет по два сетевых порта для подключения к ЛВС (один порт к основной сети, второй порт к резервной сети)

Обмен данным между уровнем ЦДП и уровнем анализа и мониторинга должен быть построен на взаимодействии серверов БД этих уровней, по принципу репликации БД.

Взаимодействие между уровнем ЦДП и уровнем анализа и мониторинга должно осуществляется через аппаратные межсетевые экраны

8.3 Дополнительные требования

8.3.1 Требования к гарантийному и постгарантийному обслуживанию

Гарантия на оборудование КТС ИСУБ должна составлять не менее 12 месяцев с запуска СИСТЕМЫ в промышленную эксплуатацию с учетом опции технической поддержки со стороны Вендора/Системного Интегратора.

Должна присутствовать возможность продлить гарантию на КТС по желанию со стороны Заказчика с заключением соответствующих дополнительных соглашений.

Гарантия на ПО должна составлять не менее 36 месяцев с даты поставки и не менее 24 месяцев с даты ввода в промышленную эксплуатацию с предоставлением программных обновлений текущей версии (хотфиксы, патчи). При этом, должны выполняться следующие основные требования:

- предоставление новых версий ПО;
- предоставление персонализированного Web-портала, на котором представлена и регулярно обновляется информация, позволяющая планировать жизненный цикл оборудования КТС; информация о составе технических средств с указанием кодов изготовителя оборудования для заказа ЗИП; информация о результатах развития ПО и его применений на ИСУБ подобных конфигураций во всем мире; информация о рекомендациях использования;
- возможность выполнения удалённой экспресс-диагностики системной части КТС ИСУБ через Интернет;
- обеспечение технической поддержки по телефону.

Поставщик оборудования/Системный интегратор должен обеспечить постгарантийное обслуживание с выполнением следующих основных требований:

- должна присутствовать возможность продлить гарантию на ПО со стороны Заказчика с заключением соответствующих дополнительных соглашений;
- проведение авторского аудита инженерами производителя оборудования (осмотр и диагностика, выдача рекомендаций, консультирование специалистов Заказчика);
- выполнение экстренного выезда аттестованных сервисных инженеров по заявке Заказчика;
- обеспечение запчастями не менее, чем в течение 10 лет;
- проведение обучения специалистов заказчика аттестованными преподавателями с выдачей сертификата от производителя оборудования, включая обучение по системной и технической части ПТК, всему диапазону полевого оборудования, подключаемого к ПТК;
- выполнение работ по обновлению программного обеспечения инженерами, аттестованными производителем оборудования, с переносом логики, интерфейсов оператора на новую версию;
- тестирование обновлённой версии в холодных условиях;
- запуск в эксплуатацию ПТК с обновлённой версией ПО.

8.3.2 Требования к тренажерному комплексу для обучения операторов

В комплекте с ИСУБ Куюмбинского НГКМ необходимо предложить учебный тренажерный комплекс для обучения оперативного персонала работающего с Системой в рамках выполнения своих основных функций в части контроля и управления технологическим процессом объекта/установки/системы.

Тренажерный комплекс предназначен для первичного обучения, повышения квалификации, выработки навыков безопасного управления технологическим процессом на Системе, отработки навыков пуска и останова технологического процесса, отработки реакций оперативного персонала на аварийные и нештатные ситуации.

Тренажерный комплекс должен представлять собой автономную систему, устанавливаемую в выделенном помещении учебного класса. Оборудование тренажерного комплекса не должно применяться в ИСУБ. Функционирование тренажерного комплекса не должно влиять на функционирование ИСУБ объекта.

Тренажерный комплекс должен состоять из интегрированных компонентов технического, программного и математического обеспечения.

Техническое обеспечение тренажерного комплекса должно включать в себя рабочие станции и необходимое сетевое оборудование для обеспечения связи между ними.

Программное обеспечение тренажерного комплекса должно включать в себя среду имитации ИСУБ объекта, среду моделирования технологического процесса, среду графического интерфейса оператора, среду графического интерфейса инструктора.

Математическое обеспечение тренажерного комплекса должно включать в себя конфигурацию ИСУБ объекта и алгоритмы управления, модель технологического процесса, мнемосхемы интерфейса оператора, интерфейс Инструктора, сценарии технологического процесса, систему оценки действий оператора. Математическое обеспечение реализуется средствами программного обеспечения тренажерного комплекса.

Комплекс должен иметь архитектуру «клиент-сервер», в которой рабочие станции должны быть выделены по функциональному назначению.

Типовое функциональное назначение рабочих станций должно быть следующим: станция Инструктора, станция моделирования технологического процесса, станция Оператора, станция Полевого оператора.

В тренажерном комплексе должна быть только одна станция Инструктора. Количество станций Оператора и Полевого оператора должно определяться численностью одновременно обучаемого персонала смены. Количество станций моделирования должно определяться из критерия достаточности вычислительных мощностей станций для моделирования технологического процесса.

Комплектация программного и математического обеспечения на рабочих станциях определяется их функциональным назначением. Должна быть предоставлена возможность изменения функционального назначения станций и выполняемых на них функций.

Информационный обмен между подсистемами тренажерного комплекса должен включать в себя обмен данными и передачу команд от интерфейса инструктора. Он должен осуществляться на основе внутренних протоколов внутри ПО одного производителя и протокола OPC для обмена данными между ПО разных производителей. Скорость информационного обмена должна быть достаточной для передачи данных и команд в режиме реального времени.

9 Требования к функциям системы

9.1 Контроль технологических процессов добычи, подготовки и транспорта нефти и газа

В ИСУБ должны быть реализованы функции контроля всех основных технологических процессов на объектах ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» от добычи нефти и газа до сдачи товарной нефти. К основным технологическим процессам на месторождении относятся:

- добыча и сбор нефти и газа;
- поддержание пластового давления/система утилизации подтоварной воды;
- подготовка нефти и газа;
- транспортировка нефти и газа;
- сдача нефти.

9.1.1 Контроль технологических процессов добычи нефти и газа

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна решать следующие основные задачи по контролю процессов добычи нефти:

- сбор и хранение технологической информации из АСУ ТП нефтепромысла;
- сбор и хранение информации из систем противоаварийной защиты;
- предоставление технологической информации специалистам ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в виде мнемосхем, трендов, отчетов;
- обеспечение специалистов ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» информацией о работе технологического оборудования объектов добычи нефти:

- 1) состояние скважин, наземного оборудования;
- 2) замеры дебита добывающих скважин;
- 3) замеры закачки воды и газа в систему поддержания пластового давления;
- 4) измерения давлений, температур, токов и других параметров объектов нефтедобычи;

- 5) формирование оперативной отчетности о работе объектов добычи нефти за произвольные промежутки времени (текущая, почасовая, суточная, месячная и т.д.);

- 6) ведение шаблонов документов, версий документов;
- анализ работы технологических объектов добычи нефти:

- 1) оперативное обнаружение и оповещение о нарушениях в работе технологического оборудования, предаварийных и аварийных ситуациях;

- 2) выявление потенциальных нарушений и предаварийных ситуаций в работе технологического оборудования на основе статистических методов обработки информации;

- 3) анализ отклонений технологических параметров от установленных технологических режимов;

- 4) анализ отклонений текущих показателей добычи нефти, закачки воды и газа от плановых показателей.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить контроль состояния скважин, оснащенных ЭЦН.

Контроль состояния скважин осуществляется на основе информации из АСУ ТП нефтепромысла.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить следующие функции по контролю состояния скважин:

- отображение текущего состояния скважин на мнемосхемах;
- отображение истории состояния скважин на трендах;
- оповещение об изменении состояния скважин;
- внесение и редактирование технологическим персоналом ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» информации о причинах запусков/остановов скважин средствами ручного ввода данных;
- формирование отчетности об истории состояний скважин за произвольный выбранный интервал времени (сутки, неделя, месяц, квартал и т.д.) с причинами запусков/остановов скважин.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить следующие функции по анализу перестоев периодического фонда скважин:

- внесение и редактирование технологическим персоналом нефтепромысла информации об установленных режимах работы скважин, уставок по времени работы и времени накопления периодических скважин;
- оперативное отображение информации о простаивающих периодических скважинах нефтепромысла;
- оповещение о простоях периодических скважин;
- внесение и редактирование технологическим персоналом нефтепромысла информации о причинах простоев периодических скважин;

- формирование отчетности об истории состояний периодических скважин нефтепромысла за определенный выбранный интервал времени (сутки, неделя, месяц, квартал и т.д.) с причинами простоев периодических скважин;
- расчет потерь добычи нефти по причинам простоев.

Контроль измерений дебитов добывающих скважин должен осуществляться на основании информации о дебитах скважин, измеряемых средствами АСУ ТП нефтепромысла и данных лабораторных анализов. ИСУБ должна обеспечить возможность ручного ввода данных о дебитах добывающих скважин в случаях ручных замеров.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить следующие функции по контролю измерений дебитов скважин:

- отображение последних измерений дебитов скважин на мнемосхемах;
- отображение истории измерений дебитов скважин на трендах;
- оповещение об отсутствии измерений дебитов скважин за определенный период времени;
- расчет и отображение на мнемосхемах и в отчетах суммарных дебитов по заданной группе скважин (куст, бригада, цех);
- формирование отчетности об истории измерений дебитов скважин за определенный выбранный интервал времени (сутки, неделя, месяц, квартал и т.д.).

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить следующие функции по анализу отклонений дебитов скважин от режимов:

- получение из АСУ ТП нефтепромысла информации о заданных режимных дебитах по скважинам;
- внесение и редактирование технологическим персоналом нефтепромысла вручную информации о заданных режимных дебитах по скважинам;
- косвенный расчет дебитов скважин (в случаях временного отсутствия прямых измерений) на основе данных о состоянии скважины, статистических методов;
- отображение последних измерений дебитов скважин на мнемосхемах с информацией об отклонениях дебитов от режимов;
- оповещение об отклонениях дебитов скважин от режимов;
- сигнализация отклонений дебитов скважин на заданные величины от предыдущего значения (или среднего за заданный предыдущий период времени);
- формирование отчетности об истории отклонений дебитов скважин от режимов, предыдущих значений дебитов (или среднего за заданный предыдущий период времени) за определенный выбранный интервал времени (сутки, неделя, месяц, квартал и т.д.).

Основной целью анализа потерь добычи нефти является выявление причин нарушений в технологическом процессе, приводящих к потерям добычи, и подготовка данных для дальнейшего принятия управленческих решений для снижения потерь.

Анализ потерь добычи нефти реализуется на основании оценки следующей информации:

- данные о состояниях скважин;
- данные о причинах остановов скважин;
- замеры дебитов скважин;
- данные о состоянии объектов энергоснабжения технологических объектов добычи нефти.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить следующие функции по анализу потерь добычи нефти:

- получение необходимых данных от АСУ ТП нефтепромысла;
- получение необходимых данных от автоматизированной системы контроля объектов энергоснабжения;
- внесение и редактирование технологическим персоналом нефтепромысла информации о причинах внеплановых остановов скважин средствами ручного ввода данных;

– формирование отчетности об истории отклонений дебитов скважин от режимов, предыдущих значений дебитов (или среднего за заданный предыдущий период времени), причин внеплановых остановов скважин за определенный выбранный интервал времени (сутки, неделя, месяц, квартал и т.д.).

9.1.2 Контроль состояния системы поддержания пластового давления

Контроль состояния системы поддержания пластового давления реализуется на основании данных из следующих систем:

– АСУ ТП нефтепромысла (нагнетательные скважины системы ПД, водораспределительные блоки (ВРБ);

– АСУ ТП объектов системы поддержания пластового давления (КНС, БКНС, водозаборные станции и пр.);

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить следующие функции по контролю состояния системы ППД:

– получение из АСУ ТП нефтепромысла информации о состоянии нагнетательных/газо- нагнетательных скважин системы ППД (давление и расход воды/газа по каждой скважине);

– получение информации из АСУ ТП объектов системы ППД;

– внесения и редактирования технологическим персоналом нефтепромысла уставок, режимов на технологические параметры работы объектов системы ППД;

– сигнализация отклонений технологических параметров объектов системы ППД от заданных уставок, режимов, предаварийных и аварийных ситуациях;

– отображение на мнемосхемах технологических объектов системы ППД текущих значений технологических параметров, отображение на трендах истории изменений технологических параметров;

– формирование отчетности об истории изменений технологических параметров объектов системы ППД за произвольный выбранный интервал времени (двухчасовка, сутки, неделя, месяц, квартал и т.д.).

9.1.3 Контроль и анализ технологических процессов подготовки нефти и газа

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна решать следующие основные задачи по контролю и анализу процессов подготовки и переработки нефти и газа:

– сбор и хранение технологической информации из АСУ ТП объектов подготовки нефти и газа;

– сбор и хранение информации из систем противоаварийной защиты, противопожарных систем и систем контроля загазованности;

– предоставление технологической информации специалистам предприятия в виде мнемосхем, трендов, сводок и отчетов;

– формирование оперативной отчетности о работе объектов подготовки и переработки нефти и газа за определенные промежутки времени (текущая, почасовая, суточная, месячная и т.д.) по запросу и/или по расписанию;

– ведение шаблонов документов, версий документов.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить следующие функции по контролю основных параметров работы насосного и компрессорного оборудования:

– отображение на мнемосхемах текущих значений параметров по отдельным насосам/компрессорам и насосным/компрессорным блокам;

– оповещение об отклонениях параметров работы насосов/компрессоров от пределов для нормальных режимов работы, о предаварийных и аварийных ситуациях;

- отображение истории изменений параметров насосного/компрессорного оборудования на трендах за произвольный период времени;
- формирование оперативной отчетности о работе насосного/компрессорного оборудования за произвольный период времени (текущая, почасовая, суточная, месячная и т.д.) по запросу и/или по расписанию.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить следующие функции по контролю состояния резервуарных парков:

- отображение на мнемосхемах текущих значений параметров состояния резервуаров;
- отображение истории изменений параметров состояния резервуаров на трендах за произвольный период времени;
- оповещение об отклонениях параметров состояния резервуаров от заданных пределов, о предаварийных и аварийных ситуациях;
- формирование оперативной отчетности о состоянии резервуаров за произвольный период времени (текущая, почасовая, 2 часовая, сменная, суточная, месячная и т.д.) по запросу и/или по расписанию.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить следующие функции по контролю работы технологических установок объектов подготовки нефти и газа:

- отображение на мнемосхемах текущих значений параметров технологических установок подготовки нефти и газа;
- отображение истории изменений параметров на трендах за произвольный период времени;
- оповещение об отклонениях параметров от заданных пределов, о предаварийных и аварийных ситуациях;
- формирование оперативной отчетности о работе технологических установок за определенный период времени (текущая, почасовая, суточная, месячная и т.д.) по запросу и/или по расписанию.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить следующие функции по контролю работы узлов учета нефти, газа, воды, теплоносителя и пр.:

- получение данных о значениях технологических параметров оперативных и коммерческих узлов учета из АСУ ТП;
- отображение на мнемосхемах текущих значений параметров узлов учета;
- отображение истории изменений параметров на трендах за произвольный период времени;
- оповещение об отклонениях параметров от заданных пределов, о предаварийных и аварийных ситуациях.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить предоставление текущей и архивной технологической информации, проведение необходимых вычислений и предоставление результатов специалистам ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» для выполнения следующих функций по анализу работы технологических объектов подготовки нефти и газа:

- оперативное обнаружение и оповещение о нарушениях в работе технологического оборудования, предаварийных и аварийных ситуациях;
- выявление потенциальных нарушений и предаварийных ситуаций в работе технологического оборудования на основе статистических методов обработки информации;
- анализ отклонений технологических параметров от установленных технологических режимов;
- анализ отклонений текущих показателей работы объектов подготовки и переработки нефти и газа от плановых показателей;
- анализ качества подготовки и переработки нефти и газа;

– анализ влияния технологических режимов на качество подготовки нефти и газа; моделирование технологических установок, с целью оптимизации технологических режимов по качеству и количеству продукции.

9.1.4 Контроль и анализ технологических процессов транспорта нефти и газа

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна решать следующие основные задачи по контролю и анализу процессов транспорта нефти и газа:

– предоставление технологической информации специалистам предприятия в виде мнемосхем, трендов, сводок и отчетов;

– обеспечение специалистов предприятия информацией о работе технологического оборудования объектов транспорта нефти и газа;

– ведение шаблонов документов, версий документов.

– анализ работы технологических объектов подготовки и транспорта нефти и газа:

1) оперативное обнаружение и оповещение о нарушениях в работе технологического оборудования, о предаварийных и аварийных ситуациях;

2) выявление потенциальных нарушений и предаварийных ситуаций в работе технологического оборудования на основе статистических методов обработки информации;

3) анализ отклонений технологических параметров от установленных технологических режимов;

4) анализ режимов работы трубопровода;

5) моделирование технологических установок, трубопроводов с целью оптимизации технологических режимов транспорта нефти и газа.

Для реализации функции контроля состояния технологических объектов межпромысловых и магистральных трубопроводов ИСУБ должна обеспечить из АСУ ТП нижнего уровня и систем катодной защиты сбор, хранение, обработку и представление специалистам предприятия в виде мнемосхем, трендов и отчетов следующих технологических данных:

– давления нефти, газа на концах, а также по длине трубопроводов;

– расходы нефти, газа;

– положение (открыт/закрыт) запорной арматуры (задвижек, клапанов, регуляторов и т.п.);

– состояние насосов, резервуаров;

– значения давлений на входе и выходе насосов/компрессоров;

– уровни нефти в резервуарах.

Для реализации функции контроля состояния катодной защиты ИСУБ должна обеспечить:

– интеграцию с системами катодной защиты (СКЗ), установленными на трубопроводах;

– сбор, хранение, обработку данных из СКЗ;

– предоставление информации из СКЗ в виде мнемосхем, трендов, сводок и отчетов;

– оповещение о выходе параметров работы СКЗ за нормальные пределы.

Для реализации функции обнаружения утечек ИСУБ должна обеспечить:

– интеграцию с системами обнаружения утечек (СОУ), установленными на трубопроводах;

– сбор, хранение, обработку данных из СОУ;

– предоставление информации из СОУ в виде мнемосхем, трендов, сводок и отчетов;

– оповещение об обнаруженных утечках в трубопроводах.

9.1.5 Формирование отчетности о работе технологических объектов

Формирование отчетности о работе технологических объектов в данной функции ИСУБ должно проводиться с любой дискретностью, начиная с суточной. Дискретность и время начала суток должны быть переменными величинами, задаваемыми во время генерации отчета, либо должны задаваться в ИСУБ для отчетов, формируемых по расписанию.

Все отчеты должны обновляться ежесуточно.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна предоставить доступ к отчетности средствами подсистемы представления информации.

В ИСУБ должны формироваться и обновляться следующие отчеты:

- функционирование технологических объектов добычи нефти и газа;
- функционирование технологических объектов подготовки нефти и газа;
- функционирование технологических объектов транспорта нефти и газа;
- режимные листы по технологическим установкам, узлам учета и т.д.;
- сводные отчеты о работе отдельных подразделений предприятия и ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в целом;
- остатки по резервуарным паркам, изменение остатков;
- отклонение факта от плана по отдельным подразделениям предприятия и ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в целом;
- любые специализированные отчеты произвольной формы на основе технологических данных из подсистемы сбора и хранения информации ИСУБ, определенные на этапе проектирования ИСУБ.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна предоставлять пользователям возможность формирования собственных отчетов на основе данных из подсистемы сбора и хранения информации.

9.1.6 Анализ отклонений технологических параметров от установленных технологических режимов

Для выполнения функции анализа отклонений технологических параметров от установленных технологических режимов ИСУБ должна обеспечить:

- ввод и хранение в подсистеме хранения информации уставок технологических режимов;
- вывод информации об отклонении технологических параметров от заданных уставок в режиме реального времени;
- хранение информации об эталонных технологических режимах работы оборудования, протекания технологических процессов в виде трендов в подсистеме хранения технологической информации;
- отображение на трендах средствами подсистемы отображения информации технологических параметров и заданных для них эталонных технологических режимов.

9.1.7 Выявление потенциальных нарушений и предаварийных ситуаций в работе технологического оборудования на основе статистических методов обработки информации

Для выполнения функции выявления потенциальных нарушений и предаварийных ситуаций в работе технологического оборудования ИСУБ должна обеспечить непрерывный контроль и обработку значений параметров работы технологического оборудования с использованием методов статистического управления качеством. При возникновении неприемлемых отклонений от нормы ИСУБ должна обеспечить генерацию тревог и оповещение об этих событиях.

9.1.8 Контроль и оперативный анализ работы технологического оборудования

Целью автоматизации данной задачи должно быть получение достоверных и оперативных данных о состоянии оборудования, их обработка и передача в систему планирования техобслуживания.

Автоматизация данной функции должна включать:

- классификацию технологического оборудования;
- идентификацию оборудования и прогнозирование предаварийных состояний по косвенным признакам;
- сбор, хранение и обработку результатов вибродиагностики оборудования;
- контроль эффективности ремонтов оборудования;
- интеграцию и унификацию данных о состоянии оборудования;
- учет причин аварий и простоя оборудования;
- расчет фактической наработки оборудования;
- предупреждение о максимальном количестве часов наработки оборудования без ремонта (по паспортным данным технологического оборудования);
- передачу исходных данных для расчета плана ремонтов в модуль бизнес-системы.

9.1.9 Контроль и оперативный анализ работы технологического оборудования добычи, подготовки и транспорта нефти и газа

С целью контроля основных параметров работы скважин и скважинных насосов ИСУБ должна обеспечить реализацию следующих функций:

- предоставление информации специалистам предприятия о параметрах работы скважин и скважинных насосов в виде мнемосхем, трендов и отчетов;
- оперативное обнаружение и оповещение об отклонениях параметров работы скважин от заданных режимов;
- формирование оперативной отчетности о работе скважин и скважинных насосов за определенный период времени (текущая, почасовая, суточная, месячная и т.д.) по запросу и/или по расписанию.

С целью анализа отклонений основных параметров работы скважинных насосов от режимов ИСУБ должна обеспечить:

- внесение и редактирование технологическим персоналом нефтепромысла информации о режимах работы скважинных насосов, пределах изменения основных параметров работы;
- оперативное предоставление специалистам предприятия информации об отклонениях параметров работы скважинных насосов от режимов;
- внесение и редактирование технологическим персоналом нефтепромысла информации о причинах отклонения параметров работы скважин от заданных режимов средствами ручного ввода данных;
- формирование отчетности о текущем состоянии скважинных насосов, выходе основных параметров за пределы, изменениях и отклонениях от режимов основных параметров работы за определенный период времени (текущая, почасовая, суточная, месячная и т.д.), статистике отклонений по типам скважинных насосов, по подразделениям предприятия и т.п.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна предоставить специалистам средства, позволяющие повысить оперативность и достоверность определения причин отклонений, ведение статистики причин, облегчить дальнейший анализ причин и принятие управленческих решений по снижению отклонений:

- сбор, хранение и обработку данных о состоянии системы энергоснабжения скважин;

- сопоставление данных о работе скважинных насосов с данными о состоянии энергоснабжения скважин;
- внесение и редактирование технологическим персоналом нефтепромысла информации о причинах отклонений.

С целью контроля основных параметров работы кустовых технологических объектов (ГЗУ, ВРБ) ИСУБ должна обеспечить реализацию следующих функций:

- предоставление информации специалистам предприятия о параметрах работы кустовых технологических объектов в виде мнемосхем, трендов и отчетов;
- оперативное обнаружение и оповещение об отклонениях параметров работы кустовых технологических объектов от заданных режимов;
- внесение и редактирование технологическим персоналом нефтепромысла информации о причинах отклонений параметров работы кустовых технологических объектов от заданных режимов средствами ручного ввода данных;
- формирование оперативной отчетности о работе кустовых технологических объектов за произвольный период времени (текущая, почасовая, суточная, месячная и т.д.) по запросу и/или по расписанию.

Учет наработки технологического оборудования добычи и подготовки нефти необходим для оценки эффективности использования оборудования, подготовки данных в систему управления техническим обслуживанием и ремонтами (СТОиР). Определения максимальных межремонтных интервалов и минимизации состава работ при плановом останове. Учет наработки осуществляется на основании данных о состоянии технологического оборудования из АСУ ТП.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить:

- сбор и хранение данных о состоянии технологического оборудования;
- расчет наработки технологического оборудования с начала ввода оборудования в эксплуатацию, а также за произвольный расчетный период времени;
- формирование отчетов о наработке оборудования с группировкой по типам оборудования, величине наработки, подразделениям предприятия;
- подготовка и передача данных о наработке технологического оборудования.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить учет отказов, простоев технологического оборудования, учет причин их возникновения, комментирование, объяснение причин и указание требуемых действий. Логическая структура причин и действий должна быть представлена в виде дерева, каждый уровень которого включает название причины и ее код. На базе этой информации производится анализ производственных ситуаций.

Для визуализации информации по отказам технологического оборудования ИСУБ должна обеспечить формирование отчетов, отображающих наименование технологического оборудования, месторасположение оборудования, период простоя, причина отказа, комментарии.

С целью контроля основных параметров работы насосов, технологических установок, резервуаров ИСУБ должна обеспечить реализацию следующих функций:

- сбор из АСУ ТП нижнего уровня, хранение и обработку данных по основным параметрам работы технологического оборудования;
- предоставление информации специалистам предприятия о параметрах работы технологического оборудования подготовки нефти в виде мнемосхем, трендов и отчетов;
- оперативное обнаружение и оповещение об отклонениях параметров работы технологического оборудования подготовки нефти и газа от заданных режимов;
- внесение и редактирование технологическим персоналом нефтепромысла информации о причинах отклонений параметров работы технологического оборудования подготовки нефти и газа от заданных режимов средствами ручного ввода данных;

– формирование оперативной отчетности о работе технологического оборудования подготовки нефти и газа за произвольный период времени (текущая, почасовая, суточная, месячная и т.д.) по запросу и/или по расписанию.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обладать средствами математического описания зависимостей режимов работы технологического оборудования, параметров состояния технологического оборудования, параметров технологических процессов от внешних и/или внутренних факторов, измерение которых возможно техническими средствами. Реализация функции прогнозирования предаварийных ситуаций на технологических объектах по косвенным признакам в ИСУБ должна основываться на:

- математическом описании таких зависимостей;
- расчете технологических параметров косвенными методами при отсутствии возможности прямого измерения;
- накоплении истории изменения технологических параметров; статистической обработке информации средствами ИСУБ.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить:

- косвенный расчет технологических параметров по изменению входных данных, по запросу или по расписанию;
- задание пределов изменения косвенных параметров; оповещение о выходе параметров за пределы;
- средства статистической обработки технологической информации с целью обнаружения закономерностей.

9.2 Автоматизированный расчёт материальных балансов по жидкости и газу

ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна выполнять функцию автоматизированного расчета материальных балансов. Расчет материальных балансов строится на основе закона сохранения масс, который соблюдается на каждом узле сведения материального баланса.

Вся информация для расчета согласованного материального баланса должна быть предварительно подготовлена в ИСУБ.

ИСУБ обеспечивает сбор и унификацию данных из всех источников информации (АСУ ТП технологических объектов, системы, содержащие нормативно-справочную информацию, ручной ввод данных), существующих в ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» и необходимых для расчета материального баланса:

- свойства и параметры технологических объектов;
- значения дебитов жидкости и газа по добывающим скважинам;
- значения расходов воды/газа по нагнетательным скважинам системы ППД;
- значения расходов при заборе воды из водоемов для системы ППД;
- значения расходов жидкости, газа на входе и выходе технологических установок подготовки нефти и газа;
- значения технологических параметров установок;
- значения технологических параметров емкостей (резервуаров);
- значения расходов, температур, плотностей с узлов учета нефти и газа;
- данные из лабораторных систем.

9.2.1 Расчет оперативного (суточного) баланса по жидкости, газу по отдельным технологическим объектам и ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в целом

Оперативный баланс должен рассчитываться раз в сутки со следующими ограничениями:

- отгрузка продукции проводится согласно данным документов по отгрузке (актов приёма-передачи по отгрузке трубопроводом, накладной с датой передачи отчета об отгрузке);

- безвозвратные потери должны определяться расчетным путём с учетом поступления, отгрузки и остатков продукции и сравниваться с нормативами потерь и планом предприятия.

Требования к оперативному балансу могут меняться по мере производственной необходимости.

Для расчета оперативного баланса должна выполняться следующая последовательность действий:

- выбор периода согласования;
- загрузка измеренных данных;
- исправление грубых ошибок;
- проверка отгрузки продукции, а именно, данных отдела коммерческой отгрузки с данными резервуарного учета в программе за текущий период согласования;
- согласование материального баланса;
- анализ согласованного материального баланса;
- формирование и публикация отчетов по материальному балансу.

При расчете суточного материального баланса должен формироваться накопленный баланс на текущую дату с начала месяца.

9.2.2 Расчет месячного баланса по жидкости, газу по отдельным технологическим объектам и ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в целом

Месячный баланс должен рассчитываться раз в месяц по окончании отчетного периода, со следующими ограничениями:

- отгрузка продукции проводится согласно данным документов по отгрузке (актов приёма-передачи по отгрузке трубопроводом);
- безвозвратные потери должны определяться расчетным путём с учетом поступления, отгрузки и остатков продукции и сравниваться с нормативами потерь и планом предприятия;
- остатки в емкостях фиксируются актами о наличии сырья и продукции на начало и конец месяца.

Для расчета месячного баланса должна выполняться следующая последовательность действий:

- выбор периода согласования (месяц);
- загрузка суммы согласованных данных за текущий месяц;
- проверка соответствия остатков на конец месяца актам;
- проверка накопленного значения отгрузки осуществляется согласно документам на отгрузку;
- согласование материального баланса;
- анализ согласованного материального баланса;
- внесение изменений в последний суточный баланс для сохранения суммы согласованных балансов за сутки и итогового материального баланса;
- формирование и публикация отчетов по материальному балансу за месяц.

В расчете оперативного (суточного) баланса есть неучтенные данные, влияющие на расчет месячного баланса, такие как:

- потребление на собственные нужды;
- заактивированные потери (порывы труб, утечки);
- неоформленная отгрузка;
- изменение массы в резервуаре по контрольному замеру.

Все приведенные данные должны быть учтены в месячном балансе.

9.2.3 Формирование отчетности по оперативному и месячному балансу по жидкости и газу

Для анализа согласованного материального баланса, а также представления результатов расчетов в системе должны формироваться следующие отчеты:

- материальный баланс по цеху добычи нефти и газа;
- материальный баланс по системе ППД;
- материальный баланс по технологическим объектам подготовки нефти и газа;
- материальный баланс по месторождению;
- материальный баланс по газу в целом по предприятию;
- материальный баланс по установкам;
- остатки по емкостям (резервуарам);
- движение продуктов по емкостям (резервуарам);
- движение продуктов по установкам;
- материальный баланс ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

Разрабатываемые отчеты могут быть дополнены в соответствии с требованиями нефтегазодобывающего предприятия или Компании.

9.3 Контроль и оперативный анализ качества

Для решения задачи контроля и оперативного анализа качества ИСУБ должна реализовать следующие функции:

- формирование графика аналитического контроля;
- ручной и автоматизированный ввод информации по результатам аналитических и хроматографических исследований;
- обработка лабораторных анализов;
- представление результатов лабораторных анализов;
- аудит деятельности лаборатории.

График аналитического контроля формируется в результате конфигурирования процесса ведения лабораторных анализов:

- спецификация точек отбора проб;
- описание классов и шаблонов образцов;
- создание перечня выполняемых анализов;
- указание набора тестов, входящих в состав каждого анализа;
- указание атрибутов каждого теста.

В соответствии со сформированным графиком аналитического контроля создаются и назначаются задания лаборантам на выполнение анализов.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить ручной и/или автоматизированный ввод результатов аналитических и хроматографических исследований в подсистему хранения и обработки информации.

Автоматизированный ввод результатов лабораторных анализов должен быть реализован со всех средств выполнения лабораторных анализов, лабораторных анализаторов, имеющих аппаратную и программную возможность интеграции с внешними ИСУБ, а также из внешних лабораторно-информационных систем (ЛИС).

Ручной ввод результатов лабораторных анализов должен быть реализован средствами клиентских приложений ИСУБ и должен обеспечивать контроль вводимых результатов анализов на соответствие требованиям нормативной документации.

Обработка лабораторных анализов:

- формирование заданий для лаборантов на базе графика аналитического контроля;
- регистрация поступающих в лабораторию плановых и внеплановых образцов посредством присвоения им уникальных идентификационных номеров;
- контроль жизненного цикла образца с момента его регистрации в лаборатории до получения отчетов по результатам анализов;

- ручной и автоматический ввод результатов лабораторных анализов, связь с лабораторными анализаторами;
- контроль вводимых результатов анализов на соответствие требованиям нормативной документации;
- возможность автоматического пересчёта результатов анализов;
- архивирование и хранение глубокой истории результатов лабораторных анализов.

Представление результатов лабораторных анализов:

- представление лабораторных данных в виде мнемосхем и трендов совместно с технологическими данными;
- формирование отчётов по результатам лабораторных анализов.

Аудит деятельности лабораторий:

- учёт времени работы лаборантов;
- контроль качества выполнения анализов специалистами лаборатории с использованием контрольных карт Шухарта;
- учёт подготовки и переподготовки сотрудников посредством формирования заданий на прохождение инструктажа и обучения, контроль выполнения заданий;
- складской учёт материалов и реактивов, формирование актов и заявок на использование;
- учёт средств измерения, контроль их времени наработки, необходимости поверки и калибровки;
- учёт ГОСТов и нормативов, хранение истории их изменений;
- контроль деятельности пользователей и защита данных от несанкционированного доступа;

- использование системы разрешений для регламентирования уровня доступа лаборанта к данным, возможности их корректировки, утверждения или отбраковки.

Для решения задачи контроля и оперативного анализа качества ИСУБ должна реализовать следующие функции:

- сбор и хранение в подсистеме хранения данных лабораторных анализов из внешней лабораторной информационно-управляющей системы
- представление лабораторных данных в виде мнемосхем и трендов совместно с технологическими данными;
- формирование отчётов по результатам лабораторных анализов;
- применение данных из ЛИУС совместно с технологическими данными в расчетах ключевых показателей эффективности.

9.4 Контроль и анализ энергообеспечения производства

Реализация функции контроля и анализа энергообеспечения производства преследует следующие цели:

- снижение удельных затрат потребления электроэнергии на добываемую тонну нефти за счет снижения перерасхода, потерь и оптимизации распределения электроэнергии;
- создание единой информационной платформы для мониторинга потребления распределения электроэнергии и её учета;
- создание прозрачной системы учета электроэнергии, расчета энергетических балансов по производственным объектам ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»;
- определение фактических норм потребления электроэнергии, увеличение точности планирования потребления электроэнергии.

С целью контроля основных параметров работы ЗРУ и трансформаторных подстанций ИСУБ должна обеспечить реализацию следующих функций:

- сбор, хранение и обработку из автоматизированных систем контроля за объектами энергоснабжения всех измеряемых технологических параметров;

- отображение на мнемосхемах текущих значений параметров работы ЗРУ и трансформаторных подстанций;
- отображение истории изменений параметров на трендах за произвольный период времени;
- оповещение об отклонениях параметров от заданных пределов, о предаварийных и аварийных ситуациях;
- формирование оперативной отчетности о работе ЗРУ и трансформаторных подстанций за произвольный период времени (текущая, почасовая, суточная, месячная и т.д.) по запросу и/или по расписанию.

Для реализации функции контроля ключевых параметров энергоснабжения основного производства ИСУБ должна обеспечить:

- сбор и хранение данных из автоматизированных систем контроля за объектами энергоснабжения всех измеряемых технологических параметров;
- задание значений ключевых параметров, соответствующих нормальному режиму работы объектов энергоснабжения;
- задание пределов отклонения ключевых показателей от нормы;
- расчет заданных ключевых параметров средствами подсистемы обработки данных;
- отображение на мнемосхемах текущих значений ключевых параметров с цветовой индикацией отклонений от заданных нормальных значений;
- отображение истории изменений параметров на трендах за произвольный период времени;
- формирование оперативной отчетности по ключевым показателям за произвольный период времени (текущая, почасовая, суточная, месячная и т.д.) по запросу и/или по расписанию.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить предоставление текущей и архивной технологической информации, проведение необходимых вычислений и предоставление результатов специалистам предприятия для выполнения следующих функций по анализу работы объектов энергоснабжения:

- оперативное обнаружение и оповещение о нарушениях в работе объектов энергоснабжения, предаварийных и аварийных ситуациях;
- выявление потенциальных нарушений и предаварийных ситуаций в работе объектов энергоснабжения на основе статистических методов обработки информации; анализ отклонений параметров от установленных режимов; анализ качества энергоснабжения производства.

ИСУБ должна обеспечить:

- сопоставление средствами подсистемы представления информации на мнемосхемах, трендах, в отчетах данных о значениях показателей работы производства ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» с данными о работе объектов энергоснабжения;
- расчет фактических изменений показателей работы производства (объемы добываемой нефти и газа, объемы и качество подготовки нефти и газа и т.п.) по отдельным технологическим объектам и по ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в целом в случаях нарушений в энергоснабжении отдельных технологических объектов.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить средствами подсистем обработки и представления информации:

- регистрацию превышения нормативов потребления энергоресурсов, ведение журнала тревог;
- мониторинг схем распределения электроэнергии;
- расчет согласованного баланса электроэнергии за сутки, месяц;
- формирование оперативной отчетности по потреблению электроэнергии за произвольный период времени (почасовая, суточная, месячная и т.д.) по отдельным

технологическим установкам, объектам, производственным подразделениям и предприятию в целом.

Для реализации функции контроля соблюдения лимитов потребления электроэнергии, ИСУБ должна обеспечить:

- задание лимитов потребления электроэнергии на определенный период времени;
- мониторинг и отображение на мнемосхемах, трендах, отчетах текущих значений потребления электроэнергии, заданных лимитов, отклонений от лимитов;
- расчет прогноза потребления электроэнергии к концу расчетного периода на основании динамики изменения потребления электроэнергии.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить учет потребления электроэнергии по отдельным технологическим агрегатам, установкам, технологическим объектам, производственным подразделениям на основе данных, получаемых из автоматизированных систем технического учета электроэнергии, с предоставлением специалистам предприятия необходимой информации по потреблению электроэнергии средствами мнемосхем, трендов и оперативной отчетности за определенный период времени (текущая, почасовая, суточная, месячная и т.д.).

Для реализации функции планирования потребления электроэнергии ИСУБ должна обеспечить формирование и предоставление специалистам предприятия следующей отчетности:

- баланс по электроэнергии (суточный, месячный) по технологическим объектам, подразделениям предприятия;
- формирование норм удельных затрат по технологическим объектам по фактической статистике;
- расчет изменения потребления электроэнергии на основании планов по вводу в работу (или останову) технологических объектов и производств, характеристик технологического оборудования, фактических данных по потреблению электроэнергии технологическим оборудованием.

Функция анализа удельного потребления электроэнергии в ИСУБ должна быть реализована на основе данных:

- из АСУ ТП об объемах добываемой жидкости, нефти, газа, закачиваемой в систему ППД воды и газа, объемах подготовки и перекачки нефти и газа;
- из АСТУЭ, АСУ ТП о потреблении электроэнергии технологическими объектами предприятия.

Для реализации данной функции ИСУБ должна обеспечить расчет и предоставление в виде трендов, оперативной отчетности информации по удельному потреблению электроэнергии по отдельным технологическим объектам, установкам, производственным подразделениям, предприятию в целом за определенный период времени (почасовая, суточная, месячная и т.д.).

Функция определения причин перерасхода энергоресурсов и обнаружение источников потерь в ИСУБ должна выполняться на основе моделей энергетических потоков по отдельным технологическим процессам и производствам, а также по ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в целом.

Реализация данной функции возможна при условии обеспечения учета энергоресурсов на всех источниках и потребителях энергоресурсов.

Реализация данной функции выполняется в виде автоматизированного расчета баланса энергоресурсов, оперативного и месячного по отдельным технологическим процессам и производствам, а также по ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» в целом.

В результате анализа энергетического баланса, а также представления результатов расчетов в системе должны формироваться следующие отчеты:

- энергетический баланс по объектам добычи нефти и газа;
- энергетический баланс по системе ППД;

- энергетический баланс по технологическим объектам подготовки нефти и газа;
- энергетический баланс по установкам;
- энергетический баланс по месторождению;
- энергетический баланс по ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз».

9.5 Контроль и анализ работы локальных АСУ ТП

Целью реализации данной функции является:

- повышение качества контроля и управления технологическими процессами;
- повышение достоверности технологических данных, информации о состоянии производства;
- определение компонентов АСУ ТП, не соответствующих существующим или повышающимся в случае изменения нагрузки, требованиям;
- поддержка принятия решений о замене, модернизации средств измерения, контроллеров, компонентов АСУ ТП.

Для осуществления контроля текущего состояния локальных АСУ ТП ИСУБ должна обеспечить сбор, хранение и обработку следующих данных из локальных АСУ ТП:

- состояние средств измерения (СИ) - датчиков, первичных и вторичных приборов;
- состояние контроллеров;
- состояние каналов связи между АСУ ТП, контроллерами, средствами измерения.

Средствами контроля состояния интерфейсов ИСУБ должна обеспечить сбор, хранение и обработку следующих данных:

- состояние аппаратного обеспечения АСУ ТП (серверов, рабочих станций операторов);
- состояние программного обеспечения АСУ ТП;
- состояние каналов связи между компонентами верхнего уровня АСУ ТП (серверы баз данных, SCADA-серверы, АРМы технологического персонала).

Для оперативного предоставления обслуживающему персоналу информации о текущем состоянии локальных АСУ ТП в ИСУБ должны быть реализованы мнемосхемы, тренды, оперативная отчетность, отражающие состояние АСУ ТП и их компонентов в настоящее время, а также за определенный период времени (почасовая, суточная, месячная и т.д.).

Для оперативного предоставления обслуживающему персоналу информации о текущем состоянии аппаратного и программного обеспечения локальных АСУ ТП в ИСУБ должны быть реализованы мнемосхемы, тренды, оперативная отчетность, отражающие состояние АСУ ТП и их компонентов в настоящее время, а также за произвольный период времени (почасовая, суточная, месячная и т.д.).

Для реализации данной функции оперативного обнаружения нарушений в работе локальных АСУ ТП ИСУБ должна обеспечить:

- внесение и редактирование обслуживающим персоналом пределов отклонений параметров работы АСУ ТП от нормы;
- расчет нормальных режимов работы АСУ ТП с применением статистических методов;
- формирование оповещений, тревог в случаях выхода параметров работы АСУ ТП за пределы отклонения от нормальных режимов;
- отображение на мнемосхемах, трендах отклонений параметров работы АСУ ТП от нормы, отображение оповещений и тревог.

Реализация функции «Анализ нарушений в работе локальных АСУ ТП» должна обеспечить своевременно определение причин нарушений в работе АСУ ТП — обнаружение неисправностей в средствах измерения, контроллерах, каналах связи, компонентах АСУ ТП, что необходимо для принятия мер по повышению качества управления технологическими процессами, достоверности технологических данных.

Для реализации данной функции ИСУБ должна обеспечить:

- унификацию данных реального времени о состоянии сетей, сетевого оборудования и приложений;
- интегральную обработку данных на определенных временных отрезках, расчет суммарных, средних, максимальных и минимальных значений, стандартного отклонения и медианы за период накопления, сложные вычисления по заданным формулам; отображение данных о состоянии сетей, сетевого оборудования и приложений в масштабе предприятия в виде настраиваемых мнемосхем, трендов, отчетов;
- оповещение об отклонениях параметров работы сетей, сетевого оборудования и приложений от заданных пределов, предаварийных и аварийных ситуациях. Формирование оперативной отчетности по отклонениям параметров работы компонентов АСУ ТП (средства измерения, контроллеры, каналы связи, компоненты АСУ ТП) от нормы за произвольный период времени (почасовая, суточная, месячная и т.д.);
- формирование отчетности по статистике отказов средств автоматизации.

Под «узким местом» в АСУ ТП подразумеваются каналы связи, аппаратное обеспечение серверов, характеристики работы которого вносят наибольший вклад в снижение производительности АСУ ТП, снижение качества контроля технологических процессов. Выявление «узких мест» основано на обработке данных реального времени от интерфейсов ИСУБ, контролирующих состояние АСУ ТП, данных из АСУ ТП.

Для реализации функции выявления «узких мест» в локальных АСУ ТП в ИСУБ должна обеспечить:

- описание компонентов АСУ ТП;
- описание ключевых показателей работы компонентов АСУ ТП, оказывающих влияние на управление технологическими процессами, качество обеспечения персонала информацией о производстве;
- описание пределов изменения ключевых показателей для режимов работы компонентов АСУ ТП, необходимых для нормальной работы АСУ ТП;
- оповещение об отклонениях ключевых показателей работы компонентов АСУ ТП от заданных пределов;
- описание технических характеристик компонентов АСУ ТП;
- расчет прогноза повышения нагрузки на компоненты АСУ ТП при изменении технологического процесса, увеличении количества и характеристик средств измерения;
- определение компонентов АСУ ТП, не соответствующих существующим или повышающимся, в случае изменения нагрузки, требованиям.

9.6 Оперативное планирование производственных процессов

В ИСУБ должны быть реализованы функции оперативного планирования производственных процессов:

- расчет календарного плана производства в разрезе событий по технологическим объектам на горизонте от 1 до 31 дня в виде диаграммы Ганта;
- добавление событий по технологическим объектам (останов, авария и так далее);
- пересчет календарного плана на оставшийся период месяца с учетом новых событий и отклонений плана от факта;
- представление графиков план-факт по потокам и резервуарам, суммарным показателям работы технологических, производств и предприятия в целом;
- ведение схемы технологического процесса;
- описание технологических объектов;
- расчет коэффициентов и показателей работы технологических объектов на основе статистики.

9.6.1 Сопоставление фактических показателей работы производства с плановыми

Сопоставление фактических показателей работы производства с плановыми должно выполняться средствами подсистем сбора производственно-технологических данных, хранения и обработки данных и подсистемы отображения информации ИСУБ.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить сбор, хранение и обработку информации о фактических показателях работы производства из различных источников информации о производстве:

- АСУ ТП технологических процессов и производств;
- средства ручного ввода информации;
- лабораторные системы;
- системы нормативно-справочной информации.

ИСУБ ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» должна обеспечить сбор, хранение и обработку информации о плановых показателях работы производства из других автоматизированных систем, содержащих информацию о плановых показателях работы производства, необходимых для выполнения расчетов и анализа. Кроме того, ИСУБ должна содержать интерфейс доступа к данным и их отображения из автоматизированных систем, содержащих плановые показатели.

В ИСУБ должны быть реализованы функции расчета за определенный период времени (2-х часовки, сутки, неделя, месяц, квартал, год) по отдельным технологическим объектам (скважины, кусты, объекты подготовки нефти и газа и т.д.), подразделениям предприятия, в целом по ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз» следующих фактических показателей работы производства:

- добыча нефти и газа на основании данных о замерах дебитов скважин, результатов физического и химического анализов состав добываемой жидкости, состояния оборудования скважин;
- добыча газа на основании данных о замерах дебитов скважин, результатов физического химического анализов состав добываемой жидкости (газа), состояния оборудования скважин;
- объемы добычи нефти и газа в целом по предприятию на основании данных с узлов учета нефти и газа;
- закачка воды/газа в нагнетательные скважины ППД;
- наработка технологического оборудования;
- нарушения в работе технологического оборудования с учетом причин;
- потребление электроэнергии;
- загрузка трубопроводов;
- объемы и качество подготовки нефти и газа.

В ИСУБ должны быть реализованы формы отображения информации, позволяющие сопоставить фактические и плановые показатели работы производства в виде:

- трендов по выбранным фактическим и плановым показателям;
- отчетов по выбранным фактическим и плановым показателям за определенный период времени (2-х часовки, сутки, неделя, месяц, квартал, год).

9.6.2 Анализ отклонений факта от плана

Формы отображения отклонений фактических показателей производства от плановых должны предоставить специалистам предприятия возможность оперативного анализа отклонений, оповещение о выходе отклонений за определенные пределы.

Для оперативного анализа отклонений плана от факта ИСУБ должна обеспечить расчет ключевых показателей эффективности производства (КПЭ), отображение КПЭ на мнемосхемах, индикацию выхода КПЭ за определенные пределы, с возможностями перехода

от мнемосхем с КПЭ к мнемосхемам и трендам отдельных технологических объектов и производств, оперативным отчетам.

Для анализа динамики производства, соблюдения плановых показателей работы ИСУБ должна обеспечить отображение фактических и плановых показателей на трендах, в отчетах за произвольный период времени по выбранному технологическому оборудованию, производству или предприятию в целом с индикацией отклонений факта от плана, выхода отклонений за определенные пределы.

9.7 Функциональность MES

9.7.1 Мониторинг производственных процессов

Модуль мониторинга должен обеспечивать своевременной информацией о состоянии производственных процессов и работы оборудования технологический персонал, осуществляющий оперативное управление производственными процессами.

Службы, заинтересованные в мониторинге производственных процессов и работе оборудования, получают производственные данные по системе подписки на выбранные данные, позволяющие отслеживать состояние контролируемых объектов. Основное средство доставки информации пользователям - специально разработанные формы представления данных.

Основные требования к формам представления данных:

- способы предоставления информации пользователям - WEB, электронная почта, SMS, специальное программное обеспечение;
- с помощью форм выполняется подписка на данные мониторинга с заданным разрешением данных по времени;
- разрешение данных, отображаемых в формах, может отличаться от разрешения данных, фиксируемых в хранилище реального времени, зависит от пропускной способности сети, мощности серверов приложений и баз данных и должно подбираться индивидуально;
- формы должны отображать изменение контролируемых параметров в виде: списка контролируемых параметров в привязке к дереву производственных объектов, таблиц с перечнем выбранного оборудования (техпроцесса) с перечнем параметров (режимные листы), графические технологические схемы («живые» мнемосхемы, аналогичные мнемосхемам операторского интерфейса АСУ ТП), графики изменений параметров, текстовых сообщений систем аварийной сигнализации и т.п.;
- система должна содержать типовой набор форм для мониторинга процессов и оборудования в зависимости от выбранной производственной модели и роли сотрудника (технолог, геолог, механик и т.п.).

9.7.2 Диспетчеризация производства

Модуль должен позволять контролировать процесс выполнения сменных (суточных) заданий:

- отображать плановые показатели нефтегазодобычи на смену, день, месяц в привязке к производственной модели;
- собирать, рассчитывать и отображать факт исполнения плановых показателей;
- формировать режимные листы с данными о протекании производственных процессов за заданные интервалы (как правило, периоды сбора и обработки данных для задач диспетчеризации составляют 2 часа, смена, сутки).

При автоматическом формировании отчетов по режимам работы и исполнению плана всегда существует вероятность сбоя автоматических подсистем разного уровня (замеров, обработки, расчетов), участвующих в формировании отчетов, поэтому в системе необходимо предусмотреть возможность ручной корректировки показателей. При этом в системе должно фиксироваться:

- результат замера (расчета), с параметрами качества данных;
- корректирующее значение;
- предполагаемая причина отклонения.

Для диспетчерского управления технологическими процессами модуль диспетчеризации производства должен обеспечивать:

- удаленный ввод производственных заданий оператору (мероприятий по изменению технологических процессов);
- отслеживание действий операторов по выполнению производственных заданий.

9.7.3 Планирование производства

На основании плановых дебетов скважин, планов ввода в строй новых скважин, графиков ремонтов скважин формируется месячное плановое задание по добычи сырой нефти для месторождений (лицензионных участков), кустов и скважин и плановое задание для ППД.

На основании плановых заданий на добычу нефти и ППД формируется план выпуска продукции (нефти и газа) для УПН и УКПГ. При его формировании учитываются: мощности оборудования (производственных линий), график ремонтов оборудования, график движения персонала.

Модуль должен обеспечивать ручной ввод и/или экспорт из внешних систем, редактирование, хранение и просмотр плановых производственных показателей (суточных и месячных) и сопоставление их фактом выполнения по нефтепромыслу (месторождению, лицензионному участку, кусту, скважине) и для производств по подготовке и сдачи нефти и газа. Основными плановыми показателями являются объем (масса) сырой и товарной нефти.

9.7.4 Мониторинг состояния технологического оборудования

Модуль мониторинга состояния технологического оборудования предназначен для отслеживания состояния оборудования, его диагностики и формирования инициатив для модуля управления ТООР. На основании результатов работы модуля должны приниматься решения по формированию рабочих заданий на ремонт оборудования. Модуль должен выступать в качестве необходимого звена для постепенного перехода на ремонт оборудования по техническому состоянию.

9.7.5 Управление качеством продукции

Управление качеством продукции представляет собой совокупность программных средств и производственных данных для анализа данных измерений качества продукции и/или производственных процессов в режиме реального времени на основе информации, поступающей с производственного уровня, обеспечение должного контроля качества, выявление критических точек и проблем, требующих особого внимания. Управление качеством продукции включает в себя:

- систему согласования производственных данных (ССПД);
- лабораторную информационно-управляющую систему (ЛИУС).

Согласование данных и последующий расчет балансов обеспечивает выявление фактических потерь продуктов, обнаружение неисправных приборов на начальных этапах их выхода из строя.

ССПД осуществляет:

- согласование данных (сведение массового/объемного баланса);
- расчет не измеряемых переменных;
- поиск и корректировку грубых ошибок измерения;
- поиск мест потери продукта.

ЛИУС позволяет обрабатывать результаты измерений для любых объектов анализа (сырье, материалы, промежуточная и готовая продукция, санитарно-гигиенические параметры, объекты окружающей среды и т. д.) и обеспечивает:

- управление работами и ресурсами, планирование работ в аналитической лаборатории;
- ведение различных электронных лабораторных журналов с метрологической обработкой результатов анализа;
- статистическая обработка результатов измерений и представление их в виде выходных документов лаборатории: отчетов, протоколов анализов, графиков и диаграмм;
- автоматизированный документооборот аналитической лаборатории.

ЛИУС - специализированная система и должна представлять собой внешнюю по отношению к ИСУ информационную систему.

Объемы реализации данной функции, а также используемое программное обеспечение должно быть определено на стадии разработки технического задания.

9.7.6 Управление документами

Базовую основу для функционирования системы и ведения плановой и отчетной документации составляют электронные справочники и классификаторы. Модуль управления документами должен поддерживать ведение следующих электронных справочников и классификаторов:

- справочник административно-территориального деления;
- справочник производственных объектов;
- паспорт скважины;
- справочник параметров;
- справочник связей.

Объемы реализации данной функции, а также используемое программное обеспечение должно быть определено на стадии разработки технического задания.

9.7.7 Техническое обслуживание и ремонт

Основные функции модуля управления ТОиР следующие:

- паспортизация оборудования; интеграция с системами РСУ;
- составление графика выводов оборудования в ремонты;
- составление заказ - нарядов с учетом потребностей в материальных и людских ресурсах;
- функции планово-предупредительных ремонтов с предоставлением возможности создавать библиотеки стандартных работ с автоматической генерацией заказ - нарядов на ремонтные работы (на основании определенных пользователем комбинации критериев запуска: технологической статистике, суммарному времени работы оборудования, определенной календарной дате, через определенные интервалы времени и т.п.).

Объемы реализации данной функции, а также используемое программное обеспечение должно быть определено на стадии разработки технического задания.

9.7.8 Публикация данных

Подсистема публикации технологических данных (ППТД) осуществляет функции публикации технологических данных пользователям системы. Основная форма публикации данных - публикация данных с применением WEB технологии. Кроме того, ППТД должна обеспечивать режимы оповещения пользователей системы с использованием SMS-сообщений и электронной почты.

Основные функции ППТД:

- аутентификация пользователей Системы;

- предоставление пользователю данных в соответствии с его формой подписки (профайлом) и средств редактирования подписки;
- предоставление пользователям технологической, отчетности и аналитической информации в виде мнемосхем, графиков исторических трендов с возможностью сравнительного анализа, табличных отчетов и аналитических документов, диаграмм технико-экономических показателей и т.п.;
- генерация и рассылка SMS-сообщений о производственных событиях (пуск/останов агрегатов, аварийных и предупредительных сообщений и т.п.).

9.7.9 Анализ причин отклонений факта от плана

Показатели производства ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», по которым проводится оценка на соответствие плану, являются расчетными значениями, на величину которых влияют показатели работы отдельных технологических объектов и производств, которые, в свою очередь, зависят от показателей работы технологических процессов и оборудования. Целью анализа является выявление отдельных процессов, оборудования, нарушения/изменения в работе которых приводят к отклонению фактических показателей производства от плановых.

Для выполнения такого анализа ИСУБ должна обеспечить:

- оперативное обнаружение фактических показателей производства ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз», имеющих отклонение от плановых;
- классификацию отклонений на существенные и несущественные в соответствии с заданными критериями;
- классификацию существенных отклонений на стратегические и оперативные в соответствии с заданными критериями;
- отображение показателей работы технологических объектов и производств, повлекших отклонения;
- предоставление информации о ходе отдельных технологических процессов и работе технологического оборудования, позволяющих оперативную оценку ситуации на производстве и принятие управленческих решений;
- предоставление информации о причинах нарушений в работе, простоев технологического оборудования;
- формирование отчетов с группировкой нарушений в работе, простоев технологического оборудования по причинам, технологическому оборудованию, объектам, производствам, производственным подразделениям

10 Требования к функциям (задачам) выполняемым Системой

10.1 Объем автоматизации

В данном разделе представлена информация по объему сигналов ввода-вывода по каждому из объектов автоматизации.

При указании типа сигналов используются следующие обозначения:

- AI – аналоговый входной сигнал 4-20мА (HART), двухпроводное подключение, питание обеспечивается из ИСУБ; при использовании шины Foundation Fieldbus количество AI сигналов соответственно уменьшается;
- AO – аналоговый выходной сигнал 4-20мА;
- DI – дискретный входной сигнал «сухой контакт», питание цепи из ИСУБ;
- DO – дискретный (релейный) выходной сигнал, ИСУБ обеспечивает контакт реле нагрузочной способностью не менее ~220В 2А;
- IN – цифровой интерфейс с ЛСУ, типы соответствующих интерфейсов указаны в разделе «ЛСУ».

Количественная оценка получена на основании изучения следующей проектной документации:

– КОНЦЕПТУАЛЬНЫЙ ПРОЕКТ 0328-ОИ ОАО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ

Окончательная информация, приведенная в таблицах, получена с использованием повышающего коэффициента 1,5 и последующего округления. Эти количественные показатели могут не соответствовать окончательному варианту, который будет определен при проектировании ИСУБ. Они служат для обеспечения равенства условий для всех участников тендера на поставку ИСУБ.

10.1.1 Кусты скважин

На каждой кустовой площадке имеется местная аппаратная где должны быть размещены:

- удаленный контроллер РСУ с СПАЗ;
- модуль УСО системы ПС;
- модуль УСО системы АСУЭ;
- УСО ИУ;
- Прочие УСО (БДР, БРХ и пр.)

Все подсистемы должны быть связаны между собой и иметь возможность передачи информации и получения команд управления по каналам связи ИСУБ.

Перечень объектов и количественная информация по сигналам ввода-вывода представлена ниже в таблице 6

Таблица 6

Объект	PCY									
	AI	AO	DI	DO	IN					
Фаза 1.1										
Куст №1	130		110	50	4					
Куст №2	100		90	40	4					
Куст №3	160		150	70	4					
Куст №5	180		170	80	4					
Куст №6	150		140	60	4					
Куст №7	110		100	50	4					
Куст №8	210		200	90	4					
Куст №9	100		100	50	4					
Куст №10	90		90	40	4					
Куст №11	110		100	50	4					
Куст №12	150		140	60	4					
Куст №13	110		100	50	4					
Куст №14	100		100	50	4					
Куст №15	100		100	50	4					
Куст №17	110		100	50	4					
Куст №19	210		200	100	4					

Объект	PCY									
	AI	AO	DI	DO	IN					
Куст №20	200		160	80	4					
Куст №21	210		210	100	4					
Куст №22	110		100	50	4					
Куст №23	180		180	80	4					
Куст №24	200		180	80	4					
Куст №26	150		140	60	4					
Куст №27	180		170	80	4					
Куст №28	120		100	50	4					
Куст №29	40		40	20	4					
Куст №31	100		100	50	4					
Куст №37	140		130	60	4					
Фаза 1.2										
Куст №4	210		210	100	4					
Куст №4A	110		100	50	4					
Куст №34	180		180	80	4					
Куст №405	200		180	80	4					
Куст №409	150		140	60	4					
Фаза 2										
Куст №30	160		150	70	4					
Куст №46	180		170	80	4					
Куст №202	150		140	60	4					
Куст №203	110		100	50	4					
Куст №204	210		200	90	4					
Куст №205	100		100	50	4					
Куст №206	90		90	40	4					
Куст №207	110		100	50	4					
Куст №208	150		140	60	4					
Куст №209	110		100	50	4					
Куст №210	100		100	50	4					
Куст №211	100		100	50	4					
Куст №212	110		100	50	4					
Куст №213	160		150	70	4					
Куст №214	180		170	80	4					
Куст №215	150		140	60	4					
Куст №216	110		100	50	4					

Объект	PCY									
	AI	AO	DI	DO	IN					
Куст №217	210		200	90	4					
Куст №218	100		100	50	4					
Куст №219	90		90	40	4					
Куст №220	110		100	50	4					
Куст №221	150		140	60	4					
Куст №222	110		100	50	4					
Куст №223	100		100	50	4					
Куст №224	100		100	50	4					
Куст №225	110		100	50	4					
Куст №226	160		150	70	4					
Куст №227	180		170	80	4					
Куст №228	150		140	60	4					
Куст №229	110		100	50	4					
Куст №230	210		200	90	4					
Куст №231	100		100	50	4					
Куст №232	90		90	40	4					
Куст №233	110		100	50	4					
Куст №234	150		140	60	4					
Куст №235	110		100	50	4					
Куст №236	100		100	50	4					
Куст №237	100		100	50	4					
Куст №238	110		100	50	4					
Куст №239	160		150	70	4					
Куст №240	180		170	80	4					
Куст №241	150		140	60	4					
Куст №242	110		100	50	4					
Куст №243	210		200	90	4					
Куст №244	100		100	50	4					
Куст №245	90		90	40	4					
Куст №246	110		100	50	4					
Куст №401	150		140	60	4					
Куст №402	110		100	50	4					
Куст №403	100		100	50	4					
Куст №404	100		100	50	4					
Куст №405	110		100	50	4					

Объект	PCY									
	AI	AO	DI	DO	IN					
Куст №406	160		150	70	4					
Куст №407	180		170	80	4					
Куст №408	150		140	60	4					
Куст №409	110		100	50	4					
Куст №410	210		200	90	4					
Куст №411	100		100	50	4					
Куст №412	90		90	40	4					
Куст №413	110		100	50	4					
Куст №414	150		140	60	4					
Куст №415	110		100	50	4					
Куст №507	100		100	50	4					
Куст №510	100		100	50	4					
Куст №512	110		100	50	4					
Куст №514	100		100	50	4					
Фаза 3										
Куст №4Б	150		140	60	4					
Куст №220	110		100	50	4					
Куст №301	210		200	90	4					
Куст №303	100		100	50	4					
Куст №304	90		90	40	4					
Куст №305	110		100	50	4					
Куст №306	150		140	60	4					
Куст №307	110		100	50	4					
Куст №308	100		100	50	4					
Куст №309	100		100	50	4					
Куст №310	110		100	50	4					
Куст №311	160		150	70	4					
Куст №312	180		170	80	4					
Куст №313	150		140	60	4					
Куст №314	110		100	50	4					
Куст №315	210		200	90	4					
Куст №316	100		100	50	4					
Куст №317	90		90	40	4					
Куст №318	110		100	50	4					
Куст №319	150		140	60	4					

Объект	PCY									
	AI	AO	DI	DO	IN					
Куст №320	110		100	50	4					
Куст №321	100		100	50	4					
Куст №322	100		100	50	4					
Куст №323	110		100	50	4					
Куст №415	100		100	50	4					
Куст №501	100		100	50	4					
Куст №502	90		90	40	4					
Куст №503	110		100	50	4					
Куст №504	150		140	60	4					
Куст №505	110		100	50	4					
Куст №506	100		100	50	4					
Куст №507	100		100	50	4					
Куст №508	110		100	50	4					
Куст №509	100		100	50	4					
Куст №510	100		100	50	4					
Куст №511	90		90	40	4					
Куст №512	110		100	50	4					
Куст №513	150		140	60	4					
Куст №514	110		100	50	4					
Куст №701	100		100	50	4					
Куст №702	100		100	50	4					
Куст №704	110		100	50	4					
Куст №705	100		100	50	4					
Куст №706	150		140	60	4					
Куст №707	110		100	50	4					

10.1.2 Промысловые трубопроводы

На промысловых трубопроводах располагаются крановые узлы и узлы запуска-приема очистных устройств.

Часть объектов находятся вблизи кустовых площадок. В этом случае ПЛК кустовой площадки должен быть предусмотрен с учетом сигналов и управляющих воздействий с учетом ПЛК ЛСУ данных объектов.

В случае удаленного от кустов линейного объекта, должен использоваться отдельный контроллер промысловой телемеханики, устанавливаемый в отапливаемом блок-боксе и интегрированный в ИСУБ посредством телеметрической линии связи (ВОЛС/ШПД).

Перечень объектов и количественная информация по сигналам ввода-вывода представлена ниже в таблице 7:

Таблица 7

Крановые узлы	Функциональность объекта			Кол-во сигналов				
	Узлы пуска-приема СОД			AI	AO	DI	DO	IN
Типовой внеплощадочный Крановый Узел (КУ)/Узел СОД(УСОД)	Пуск, прием			20		70	50	2
Типовой КУ/УСОД на переходе через реку	Пуск, прием			20		60	40	2
Типовой КУ/УСОД на кустовой площадке	Пуск			10		40	30	2
Типовой КУ/УСОД для объединения кустов	Прием			10		40	30	2
Объединение у УПСВ	Пуск			10		40	30	2

10.1.3 Установка предварительного сброса воды (УПСВ)

На УПСВ Терско-Камовского лицензионного участка предусматриваются следующие основные подсистемы:

- РСУ;
- СПАЗ;
- АСПСиПТ;
- АСУЭ;
- ЛСУ БМО.

Все подсистемы должны быть связаны между собой и иметь возможность передачи информации и получения команд управления по каналам связи ИСУБ.

Перечень объектов и количественная информация по сигналам ввода-вывода представлена ниже в таблице 8:

Таблица 8

Объект	РСУ					СПАЗ					АСПСИПТ				
	AI	AO	DI	DO	IN	AI	AO	DI	DO	IN	AI	AO	DI	DO	IN
УПСВ	170	20	540	100	24	30		70	10	18	10		200	100	22

10.1.4 Центральный пункт сбора нефти (ЦПС) с ПСП

ЦПС является центральным узлом обустройства месторождения. Здесь содержится максимальное количество объектов управления и располагаются главные системы/подсистемы ИСУБ.

Основными являются:

- РСУ;
- СПАЗ;
- АСПСиПТ;
- АСУЭ;
- ЛСУ БМО;
- ЛСУ СИКН;
- ЛСУ СДКУ АК МН.

Количественная информация по сигналам ввода-вывода представлена ниже в таблице 9:

Таблица 9

Объект	PCY					СПАЗ					АСПСиПТ				
	AI	AO	DI	DO	IN	AI	AO	DI	DO	IN	AI	AO	DI	DO	IN
ЦПС	250	60	940	350	48	40		50	40	36	20		400	150	44

На настоящем этапе нет достоверной информации, сколько пунктов сбора данных (блоков удаленных модулей ввода-вывода/контроллеров) будет на ЦПС, поэтому при подготовке тендерных предложений следует ориентироваться на количество таких узлов, соответствующее количеству операторных на ЦПС согласно структурной схеме в приложении 1. Количество сигналов по каждому из объектов определить из общего количества сигналов на ЦПС, приведенных в таблице, разделив их, например, поровну. Исходя из этого, необходимо прорабатывать архитектуру и стоимость ИСУБ.

10.1.5 Опорная база промысла

На ОБП ИСУБ взаимодействует с всеми подсистемами промысла, является ситуационным центром (СЦ) управления Куюмбинского НГКМ. На данном объекте в АБК ОБП располагаются операторные СЦ Куюмбинского НГКМ с отдельно выделенной операторной системы АСУЭ- СЦ АСУЭ.

Количественная информация по сигналам ввода-вывода представлена ниже в таблице 10

Таблица 10

Объект	PCY					СПАЗ					АСПСиПТ				
	AI	AO	DI	DO	IN	AI	AO	DI	DO	IN	AI	AO	DI	DO	IN
ОБП	80		480	220	24	10		80	20	18	10		10	10	22

10.1.6 Магистральный газопровод

10.1.6.1 Газокомпрессорные станции, газоизмерительные станции

Количественная информация по сигналам ввода-вывода представлена ниже в таблице 11:

Таблица 11

Объект	PCY					СПАЗ					АСПСиПТ				
	AI	AO	DI	DO	IN	AI	AO	DI	DO	IN	AI	AO	DI	DO	IN
УПГ	180	10	800	390	5	20		80	20		40		430	140	5
ГКС НД	80	10	410	210	5	20		80	20		40		270	120	5
ГИС	120	10	830	420	10	20		80	20		50		330	110	10

10.1.6.2 Линейные сооружения объектов магистрального транспорта

Линейные объекты магистральных трубопроводов обслуживаются контроллерами системы телемеханики (СТМ).

Возможный перечень линейных объектов, основная функциональность и количественная информация по сигналам ввода-вывода представлена ниже в таблице 12:

Таблица 12

Крановые	Функциональность объекта	Кол-во сигналов
----------	--------------------------	-----------------

площадки	Узлы пуска-приема скребка	Система обнаружения утечек	Станция катодной защиты	AI	AO	DI	DO	IN
XXX	Крановый узел		СКЗ	10		60	30	2
XXX	Узел приема скребка		СКЗ	20		60	30	2
XXX	Узел пуска-приема скребка		СКЗ	20		60	30	2

10.2 Функции РСУ

РСУ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- предоставление операторского интерфейса на русском языке (включая тревожные и системные сообщения) для дистанционного управления установкой;
- предоставление интерфейса инженеру ИСУБ также на русском языке;
- управление и контроль технологическими объектами. На уровне управления технологическим процессом она должна обеспечить функции базового регулирования и управления, выполнения не критических блокировок и управления алармами;
- выполнение функций более высокого уровня, включая усовершенствованное управление технологическим процессом (многоконтурное регулирование и оптимизация), обслуживание КИП, архивирование данных и ведение отчетности, создание трендов, усовершенствованное управление алармами;
- технологическую (не критическую) защиту объектов;
- получение информации, сигнализацию, регистрацию событий и алармов, происходящих в системе ПАЗ;
- оповещение персонала о возникшей опасности по внутренней трансляционной системе;
- отслеживание состояния систем электроснабжения;
- защиту информации от несанкционированного доступа;
- диагностику программных и технических средств;
- предоставление данных на верхний уровень предприятия через сервис OPC;
- диагностика и выдача сообщений по отказам всех элементов КТС с точностью до канала/модуля.

10.3 Функции СПАЗ

Система ПАЗ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- безопасность технологического процесса, защиту технологического оборудования;
- обеспечивать должный уровень безопасности контуров противоаварийной защиты (Safety Instrumented Function SIF) при отклонении от предусмотренных регламентом предельных допустимых значений параметров процесса во всех режимах работы и обеспечивать безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние по заданной программе, включая полный (частичный) останов установки или комплекса, сброс давления, и его отключения от других технологических систем;
- передачу оперативной информации от системы ПАЗ в РСУ для её последующей обработки средствами РСУ;
- диагностику технических средств системы ПАЗ, и идентификацию неисправности с точностью до канала/модуля;
- осуществление повторного пуска процесса только после устранения причин останова и сброса сигнала неисправности либо после его принудительной деблокировки;
- в случае срабатывания автоматически извещать персонал посредством звукового и светового оповещения;

– в случае аварийного останова определять первопричину и последовательность событий, предшествующих данному событию;

Функции системы ПАЗ необходимо осуществлять на принципах:

- многоуровневой системы аварийного останова;
- учета взаимного влияния отдельных агрегатов и установок;
- диагностики приборов и технологического оборудования.

10.4 Функции АСПСиПТ

АСПСИПТ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- обнаружение пожара на ранних стадиях возгорания за счет автоматического контроля срабатывания извещателей пожарных;
- выдачу сигнализации о месте возгорания на АРМ АСПСиПТ;
- контроль всех зон с возможным присутствием горючего газа в ходе нормальной эксплуатации;
- автоматический контроль исправности шлейфов пожарной сигнализации, оповещения, исполнительных и распределительных устройств установок пожаротушения;
- выдачу сигналов о неисправности;
- выдачу сигналов на включение светозвуковой сигнализации и системы речевого оповещения о чрезвычайных ситуациях;
- выдачу сигналов в смежные системы (РСУ, СПАЗ, СКУД, ГГС и пр.) для аварийного останова технологического оборудования и систем приточно-вытяжной вентиляции;
- своевременное обнаружение и ликвидацию возгораний на контролируемых объектах;
- тушение или локализацию пожара в течении периода времени, необходимого для введения в действие оперативных сил и средств;
- контроль активации (включения кнопкой) противопожарных насосов;
- автоматическое управление установками пожаротушения (пенного, порошкового, газового), в том числе обеспечение задержки подачи газовых и порошковых огнетушащих веществ на время, необходимое для эвакуации людей из помещения при пожаре;
- дистанционное управление с рабочего места оператора;
- сбор и обработку информации о пожаре и о работе установок пожаротушения при пожаре и в дежурном режиме;
- отображение информации о пожаре и состоянии установок пожаротушения;
- ведение журнала событий;
- ведение журнала состояния оборудования;
- регистрацию и архивирование оборудования, сбоев в системе;
- формирование отчетной документации;
- изменение в процессе эксплуатации уставок сигнализации и блокировок;
- проверку достоверности измерительных каналов и исполнения управляющих воздействий;
- диагностику состояния технических средств Системы, локализацию, сигнализацию и регистрацию отказов оборудования Системы;
- многоуровневую парольную защиту от несанкционированного доступа.

10.5 Функции СТМ

СТМ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- выполнение операторами МДП, ЦДП функций контроля фактических параметров работы на соответствие нормативно-технологическим параметрам;
- телеуправление оборудованием удаленных станций системы;
- сбор информации о возникновении аварийных ситуаций;

- сбор информации о техническом состоянии оборудования;
- сбор данных с контроллеров системы обнаружения утечек;
- сбор информации, необходимой для оптимизации режимов работы по выбранным критериям.

10.6 Функции АСУЭ

АСУЭ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- контроль и управления объектами электроснабжения, включая подсистемы технического учета электрической и тепловой энергии;
- сбор и обработку информации об объектах электроснабжения;
- дистанционное управление объектами электроснабжения;
- графическое отображение информации о технологическом процессе и состоянии оборудования объектов электроснабжения;
- распознавание и сигнализацию аварийных ситуаций и отклонений процесса от заданных пределов;
- ведение журнала событий;
- регистрацию и архивирование параметров процесса;
- формирование отчетов;
- обмен информацией со смежными системами.

10.7 Функции СТОиР

СД КИП должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- непрерывный мониторинг состояния/диагностика КИПиА и ЗРА;
- обеспечение возможности удаленной настройки и калибровки КИПиА и ЗРА, подключаемых по протоколам HART, FF, RS485;
- предупреждение аварий/отказов КИПиА;
- метрологическая поддержка – учет всех средств измерений, планирование и автоматизация процедур поверок/калибровок КИПиА;
- архивирование всех событий системы, изменений параметров КИПиА;
- хранение электронных копий эксплуатационной и технической документации в привязке к позициям КИПиА;
- информационная поддержка решений по эксплуатации КИПиА и планированию технического обслуживания.

10.8 Система вибро- мониторинга и вибро- диагностики

СВМ и ВД должна обеспечивать:

- контроль параметров оборудования, контроль функционирования, управление данными, анализ данных, представление информации о процессе;
- оперативный автоматизированный анализ состояния машинного оборудования;
- хранение архивных данных переходных процессов для воспроизведения, диагностики и базового сравнения;
- просмотр архивных данных с доступом через объектную или межобъектную сеть;
- интеграцию лабораторных данных (например, анализа смазочного масла);
- интеграцию данных акустического сканирования;
- интеграцию данных инфракрасного анализа;
- представление информации для использования во внешних системах, включая графическую информацию;
- автоматизированный анализ неисправностей;
- выдачу сигналов на отключение вращающегося оборудования в системы РСУ, СПАЗ, АСПСиПТ;

- сигнализацию по результатам анализа.

10.9 Функции СОУ

СОУ должна обеспечивать следующую функциональность:

1) обнаружение утечек, основанное на использовании следующих методов, но не ограничиваясь ими:

- по волне давления;
- анализ профиля давления;
- баланс вещества;
- нелинейная динамическая математическая модель трубопровода;
- гидро/газо/пъезо- акустические методы

2) оценка места утечки и ее величины;

3) контроль изолированных секций трубопровода;

4) интеллектуальная процедура принятия решения и управления порогами;

5) анализ работоспособности и исправности средств измерения;

6) расчет текущей координаты и графика движения скребка/поршня;

7) расчет свойств нефти/газа (плотность, вязкость, температура и т.п.) в любой точке трубопровода;

8) механизм непрерывной адаптации параметров с целью учесть изменяющиеся граничные условия и условия течения/сжатия;

9) идентификация параметров трубы и оборудования, таких как гидравлический диаметр, характеристики насосов и т.п.;

10) набор инструментов для настройки и адаптации программы (встроенной математической модели процесса).

10.10 Функции СМК

Система мониторинга коррозии (СМК) должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- определение (в режиме on-line или off-line) агрессивности рабочей среды, перекачиваемой по трубопроводам и находящейся в основных технологических объектах, показателем агрессивности в данном случае должна служить средняя скорость коррозии металла, измеряемая в мм/год;

- определение (в режиме on-line или off-line) текущей толщины стенки трубопроводов в мм, а также скорость ее утонения в мм/год;

- определение основных факторов, вызывающих внутреннюю коррозию технологического оборудования и трубопроводов посредством установки во внутреннюю полость трубопроводов или технологических объектов тех или иных датчиков коррозии и образцов-свидетелей;

- установка, замена и обслуживание датчиков коррозии, образцов-свидетелей под полным рабочим давлением в объекте мониторинга, без остановки технологических процессов;

- прогнозирование дальнейшего развития коррозионных процессов;

- определение эффективности использования ингибиторов коррозии;

- определение типа коррозии и локализация участка, на котором присутствуют коррозионные процессы;

- оперативное информирование оператора об опасности коррозионных процессов;

- передача данных в смежные системы и подсистемы.

10.11 Функции СУТИ

В результате создания СУТИ должны быть решены следующие функциональные задачи:

- контроль и оперативный анализ технологических процессов добычи, подготовки, и транспорта нефти, газа, конденсата;
- мониторинг качества сырья, полуфабрикатов, готовой продукции;
- автоматизированный расчет материальных балансов по нефти, газу и жидкости;
- контроль и оперативный анализ работы технологического оборудования;
- контроль и оперативный анализ энергообеспечения производства;
- оперативное планирование производственных процессов;
- регистрация и ведение нештатных и аварийных ситуаций;
- расчет показателей эффективности подразделений;
- интеграция с информационными системами уровня управления предприятием/Компанией.

11 Требования к качеству реализации функций

11.1 Требования к быстродействию

Быстродействие реализации функций Системы должно удовлетворять следующим требованиям:

- цикл опроса аналоговых и дискретных параметров с технологических объектов управления – не более 1 с; для параметров, участвующих в алгоритмах ПАЗ – не более 0,1 с;
- решение вычислительных задач по контролю текущих режимов работы и работы технологического оборудования – не более 3 с;
- выявление аварийных, предаварийных ситуаций и представление информации об этих событиях – не более 0,25 с;
- доставка команд управления на исполнительные механизмы – не более 0,25 с;
- периодичность обновления текущего видеокadra – не более 1 с;
- время реакции на вызов нового изображения – не более 2,5 с.

Время обработки сигналов при регистрации аварийных ситуаций должно опережать время срабатывания аппаратных средств защиты на величину разрешающей способности регистрации событий.

11.2 Требования к точности измерения

Точность измерения контролируемых параметров датчиками и преобразователями, поставляемыми комплектно с технологическим оборудованием или рекомендованными разработчиками этого оборудования, определяется их типами и техническими характеристиками.

Погрешность измерения аналоговых сигналов при приеме и первичной обработке информации должна быть не более:

- для унифицированных аналоговых сигналов - 0,15%;
- для термопреобразователей сопротивления и преобразователей термоэлектрических - 0,5%;
- для частотных сигналов - 0,1% от диапазона измерений при климатических условиях в местах их установки.

Основная приведенная погрешность модулей вывода унифицированных аналоговых сигналов должна быть не более 0,05%.

Точность аналого-дискретного преобразования для формирования уставок автоматического управления и сигнализации должна быть не хуже 0,2% от заданных значений.

Точность измерения количества и параметров нефти и газа определяется соответствующими действующими нормативно-техническими документами в области обеспечения единства измерений.

Должна быть предусмотрена возможность формирования нескольких уставок по каждому контролируемому параметру с разрешающей способностью, обеспечивающей очередность их формирования.

Точность представления информации на видеомониторах и при протоколировании должна соответствовать точности информационно-измерительных каналов, но не менее 3-х значащих цифр. Для исключения «мелькания» последнего разряда для быстроизменяющихся параметров должна быть предусмотрена возможность его закругления.

Точность регистрации событий в системе единого времени должна осуществляться с разрешающей способностью не более 100 мс.

Значения параметров, изображаемых в графической форме (тренды, диаграммы) должны отображаться с точностью до одной растровой строки экрана и обеспечивать «читаемость» результатов.

Погрешность привязки системного времени ПТК в составе локальных систем управления должна быть не более $\pm 0,5$ с.

12 Требования к видам обеспечения

12.1 Требования к математическому обеспечению

Алгоритмы, входящие в состав математического обеспечения ИСУБ, должны обладать полнотой (охватывать всю совокупность технологических процессов и их взаимодействие между собой), четкостью (включать в себя все возможные варианты исхода тех или иных ситуаций) и предусматривать выполнение всех функций ИСУБ. Алгоритмы управления должны иметь возможность переконфигурирования, и реализовываться через библиотечные блочные структуры.

Математическое обеспечение ИСУБ Куюмбинского НГКМ должно разрабатываться исходя из требований, предъявляемых к системам управления технологическим объектом, работающим в режиме реального времени:

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

В рамках математического обеспечения ИСУБ должны быть разработаны следующие алгоритмы:

- функционально-групповое управление объектом;
- противоаварийная защита;
- регулирование параметров технологических процессов;
- управление ИМ.

Алгоритмы регулирования технологических параметров должны быть комплексными и обеспечивать оптимальные режимы работы в целом и отдельных технологических блоков.

В каждом контуре должна быть предусмотрена возможность дистанционного («ручного») управления со станций технолога-оператора, а также безударный переход с режима ручного управления на автоматическое управление, и наоборот.

Алгоритм регулирования должен быть разработан так, чтобы отказ любого элемента технических средств, входящих в состав контура регулирования, не приводил к изменению положения или состояния исполнительных механизмов.

Для приложений требующих высокой точности регулирования технологических параметров (1 – 15 %) математическое обеспечение контроллеров должно использовать ПИД-регуляторы или регуляторы на нечеткой логике.

Алгоритмы управления исполнительными механизмами должны представлять собой последовательность действий для дистанционного управления ИМ, включая блокировки на отключение (при перегреве, низком давлении на выкиде и т.д.) и запрет на включение (открытие, закрытие), если хотя бы одно из условий отключения выполняется или результат воздействия может привести к нарушению режима функционирования отдельных технологических узлов и установки в целом.

12.2 Требования к информационному обеспечению

Информационное обеспечение (ИО) представляет собой совокупность входных, выходных сигналов и данных, которая должна обеспечивать выполнение всех автоматизированных функций и быть достаточной для описания объекта, события или процесса. Кроме того, ИО должно содержать основные решения по архивации информации и организации человеко-машинного интерфейса (ЧМИ).

Информационное обеспечение должно быть достаточно по объему и содержанию для оперативной и достоверной оценки состояния технологического оборудования, режимов его работы, функционирования подсистем ИСУБ и распознавания отказов.

В состав данных, используемых в ИСУБ в процессе работы должны входить:

- данные о текущем состоянии объекта (мгновенные значения параметров объекта, состояние исполнительных механизмов и др.);
- регистрируемые и архивируемые параметры объекта;
- данные по настроечным коэффициентам (уставки сигнализации, защит, блокировок, параметры регулирования);
- данные, вводимые обслуживающим персоналом в систему;
- данные для сигнализации;
- информация, характеризующая состояние программно-технических средств (диагностическая информация).

ИО на всех объектах комплекса ИСУБ должно быть совместимым по содержанию, системе кодирования, методам адресации, форматам данных и форме представления.

Система кодирования информации должна обеспечивать на всех уровнях отражение принадлежности к системе, подсистеме, объекту, элементу внутри объекта, информационные параметры должны иметь метку времени и признак достоверности.

Информационное обеспечение должно включать систему организации базы данных реального времени и архивных данных (протокол событий и историческая база данных). Система архивирования должна обеспечить возможность просмотра архивов с АРМ.

Представление информации обеспечивается на любом уровне с учетом разграничения прав доступа. Информация должна быть защищена от разрушения при авариях и от несанкционированного доступа.

Необходимо предусмотреть протоколирование действий оператора ИСУБ по изменению задания, режима работы контуров управления, выдаче дискретных управляющих воздействий (пуск, останов, открытие, закрытие) и запись протокола на носители ПЭВМ. Протокол сохраняется в БД системы.

12.2.1 Требования к интеграции с MES и ERP системами

Одной из важных задач ИСУБ является предоставление производственно-технологической информации на уровень управления предприятия/компании. Для реализации этой задачи ИСУБ должна обеспечить:

- доступ к технологической информации, хранимой в ИСУБ, для информационных систем и бизнес-приложений, функционирующих на уровне предприятия/компании;
- выполнение анализа технологических данных, расчетов определенной сложности над технологическими данными в соответствии с требованиями предприятия/компании;
- формирование и предоставление отчетности о производстве в соответствии с требованиями предприятия/компании за произвольный период времени (текущая, часовая, суточная, недельная и т.д.).

Для успешной интеграции ИСУБ с MES и ERP ее разработка должна быть направлена на создание единой информационной системы сбора, передачи, обработки и хранения разнородной информации. Взаимодействие должно осуществляться на основе стандартных (не специализированных) интерфейсов связи (по протоколам OPC, OLEDB, ODBC, DDE).

Организацию информационного обмена между компонентами Системы необходимо осуществлять на основании требований, обусловленных характером использования систем.

12.2.2 Требования к представлению данных

Требования к человеко-машинному интерфейсу и устройствам печати отчетов и сводок должны, как минимум, соответствовать требованиям раздела 6.4.9 Стандарта Компании ОАО «НК «Роснефть» «Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП) нефтегазодобычи. Требования к функциональным характеристикам». №ПЗ-04 С-0038, версия 2.00.

12.3 Требования к программному обеспечению

Программное обеспечение (ПО) ИСУБ должно строиться как децентрализованный программный комплекс, в котором программы и данные распределены между различными уровнями управления и реализованный по модульному принципу.

Все поставляемые в составе ПТК программные средства должны иметь лицензионные соглашения (лицензии), подтверждающие правомочность их использования. ПО должно поставляться с комплектами лицензий, соответствующими числу рабочих мест, на которых его предполагается устанавливать, и иметь наиболее позднюю по времени выпуска версию производителя. Лицензионные ключи на ПО должны быть исполнены как «hardware», если же используется вариант лицензионных ключей «software» необходимо предусматривать возможность восстановления лицензий при неисправности системы.

Применяемые программные средства должны отвечать следующим условиям:

- являться официальной версией разработчика/вендора ПО;
- иметь официальное подтверждение совместимости (прикладных систем с общесистемным ПО и наоборот, включая новые версии ПО) от разработчика/вендора, либо иметь документально подтвержденное заключение об успешных испытаниях на совместимость от поставщиков АСУ ТП либо ИТ-служб/служб АСУ предприятия;
- отвечать требованиям по лицензионной чистоте, не нарушать чьи-либо права интеллектуальной собственности;
- иметь комплект эксплуатационной документации, включая руководства администраторов и пользователей (операторов) на русском языке.

ПО ИСУБ должно обладать следующими характеристиками:

- выполнять весь перечень сконфигурированных пользователем прикладных программ и алгоритмов управления и защиты;

- сбой в работе программ, отказы части вычислительных средств, ошибки персонала должны диагностироваться, сопровождаться сообщениями;
- обеспечивать возможность автоматического перезапуска при восстановлении электрического питания после его отключения, без выдачи ложных управляющих воздействий;
- иметь возможность оперативного конфигурирования в процессе функционирования ИСУБ;
- иметь возможность модификации ПО и перезагрузки в режиме on-line, без остановки технологического процесса.

Поставляемое ПО должно включать средства для автонастройки регуляторов. Система должна иметь встроенную функцию контроля качества управления. Специальный диагностический экран должен отображать данные анализа качества управления технологического контура, его состояния (степень неустойчивости, качество входного сигнала, нештатный режим контура регулирования), интегральный показатель качества регулирования (соотношение времени работы контуров регулирования в штатном (автоматическом) режиме к общему времени работы системы) за смену, за час, за последние сутки.

Средства разработки прикладного ПО ИСУБ должны давать возможность реализовать проектные методы регулирования и управления технологическим процессом.

Прикладное ПО должно обеспечивать глобальный поиск по конфигурации модулей, блоков и параметров блоков.

Должна быть предусмотрена различная функциональность и разные группы алармов, структурирование системы оповещения алармами с привязкой к рабочим станциям, распределенная система ведения журналов событий и накопления исторических трендов, удобные и интуитивно понятные средства редактирования конфигурации с использованием стандартных приложений Windows (Excel, текстовые редакторы).

Должны поддерживаться средства разработки видеокладов с использованием стандартных, расширенных и пользовательских библиотек графических элементов, должна иметься встроенная поддержка в видеокладах пользовательских скриптов, группировка графических элементов в сложные объекты, поддерживаться динамическая анимация элементов по изменению значений параметров, возможности использования Active X и OLE контейнеров.

Необходимо использовать вариант с единой средой разработки ПО для первого (контроллерного) и второго (системного – станции оператора и серверные станции) уровней Системы.

Поставляемое ПО Системы должно делиться на три группы: общесистемное, базовое (системное) и прикладное ПО.

12.3.1 Требования к общесистемному ПО

Общесистемное ПО должно быть достаточным для функционирования базового и прикладного ПО. Сетевыми операционными системами должна обеспечиваться поддержка стека протоколов TCP/IP.

Общесистемное ПО должно функционировать на IBM PC совместимой платформе.

Общесистемное ПО должно содержать набор необходимых драйверов и пакетов программ.

12.3.2 Требования к базовому (системному) ПО

Базовое ПО должно использоваться для решения специальных, общесистемных задач и создания прикладного программного обеспечения.

Базовое ПО должно включать в себя программы и инструменты, а именно:

- программные средства разработки для управляющих контроллеров и конфигурирования Системы в целом;
- программа разработки и визуализации операторского интерфейса;
- программы управления базами данных;
- программа внутренней диагностики компонентов Системы;
- программа для организации и конфигурирования исторических архивов и событий;
- программ для обслуживания технического обслуживания и ремонта полевого оборудования;
- средство для синхронизации времени в Системе;
- программы разработки последовательностей, сценариев и рецептов для периодических процессов.

В состав программного пакета, устанавливаемого на рабочие станции ИСУБ, должны входить следующие пакеты программ:

Рабочая станция оператора

Эта станция предназначена для непосредственного контроля хода технологического процесса. В её состав должны входить следующие программные компоненты:

- архиватор исторических данных процесса. Осуществляет сбор и хранение исторических данных;
- интерфейс оператора. Осуществляет визуализацию параметров технологического процесса и даёт оператору возможность им управлять;
- диагностика. Осуществляет контроль целостности системы автоматизации;
- просмотр истории. Осуществляет визуализацию накопленных исторических данных;
- дополнительный модуль предиктивного управления. Позволяет ввести в систему управление на основе предиктивной модели процесса. Устанавливается при необходимости.

Рабочая станция конфигурационная

В пакет программ должны входить следующие основные компоненты:

- конфигурационная база данных. Является хранилищем программных модулей загружаемых в контроллеры первого уровня и рабочие станции;
- студия конфигурирования. Основной инструмент создания и редактирования загружаемых программных модулей. Включает в себя Проводник – программа просмотра и редактирования параметров элементов системы, Студия управления – программа создания загружаемых программных модулей, Помощник Конфигуратора – интерактивная программа помощи при работе с конфигурацией системы;
- архиватор исторических данных процесса;
- студия управления On-Line. Инструмент создания и редактирования загружаемых программных модулей в «живой» системе;
- программа для создания виртуальных датчиков параметров технологического процесса на основе имеющейся текущей и исторической информации.;
- интерфейс оператора;
- автонастройщик. Программа настройки регуляторов;
- диагностика;
- журнал событий. Фиксация и хранение информации о событиях в системе, сопровождающихся генерацией информационных, предупредительных и аварийных сообщений;
- просмотр истории;
- модуль предиктивного управления;
- прогноз и Прогноз про. Программа предиктивного анализа;

Поставка этого пакета должна осуществляться в соответствии с составом и количественными показателями Системы.

Кроме перечисленных, также могут быть установлены дополнительные пакеты программ, что может быть применимо в системах небольшого размера при необходимости использования этой станции для выполнения дополнительных функций.

Рабочая станция интеграционная

Эта станция предназначена для обеспечения связи Системы с широким спектром других систем и приложений. На неё стандартно устанавливаются:

- архиватор исторических данных процесса. Этот компонент сервер OPC Excel Add-in. Обеспечивает экспорт данных в электронные таблицы Excel;
- OPC сервер с числом обслуживаемых параметров, превышающим 250.

Дополнительно могут устанавливаться: сервер удалённого доступа, Web Server и другие.

Программы пакета для подсистемы СД КИП:

СД КИП использует интеллектуальный анализ собираемых данных для предсказания состояния технологического и инструментального оборудования: клапанов, измерительных приборов, насосов и другого механического оборудования.

Для данного решения наиболее важным является Менеджер приборов. Это приложение может быть расширено с помощью следующих дополнений: контроль, конфигурирование, диагностика и документирование клапанов и задвижек, контроль калибровки и диагностика измерительных приборов, контроль состояния импульсных линий к приборам измерения давления.

12.3.3 Требования к прикладному ПО

Прикладное ПО разрабатывается на основе базового ПО, обеспечивает выполнение функциональных задач Системы и представляет собой набор программ, реализующих заданные алгоритмы контроля и управления технологических объектов и визуализацию процесса с функциями управления оперативным персоналом Системы.

Должна быть предусмотрена возможность изменения или коррекции прикладных программ в процессе работы ИСУБ работниками Компании без привлечения Поставщика.

Прикладное ПО должно состоять из ПО, записываемого и выполняемого непосредственно в контроллеры и ПО человеко-машинного интерфейса (ЧМИ).

Прикладное ПО должно строиться по следующим принципам:

- обеспечение возможности внесения изменений в прикладное ПО при изменении характеристик управляемых объектов и процессов;
- программные модули и связи между ними должны образовывать структуру с чёткими принципами построения;
- изменения, вносимые в какой-либо из модулей не должны влиять на функции других модулей при условии отсутствия функциональных связей.

Прикладное ПО должно обладать:

- эффективностью, т.е. способностью выполнять все функции, при минимальных затратах вычислительных ресурсов;
- надёжностью – гарантированность сбор технологической информации по существующим каналам связи. Восстановление работоспособности при перерывах в энергоснабжении с сохранением информации;
- практичностью, т.е. удобством работы пользователя с ПО и простотой интерпретации результатов;
- гибкостью, т.е. простотой адаптации программ к изменениям или расширениям задач без ухудшения других показателей;
- корректностью, т.е. способностью программы давать правильные результаты при всех комбинациях исходных данных, допустимых в рамках постановки задачи;
- быстродействием, т.е. минимальным временем реакции на внешние события;

- унификацией, т.е. использованием минимального числа базовых модулей;
- адаптивностью и перспективой развития, т.е. простотой приспособления программ к изменениям или расширениям задач пользователя без ухудшения других показателей.

Прикладное ПО должно соответствовать следующим общим требованиям:

- обеспечение возможности выполнения on-line корректировок прикладного ПО контроллеров Системы без необходимости останова технологического процесса и возможность производить все работы по обслуживанию Системы с одной инженерной станции, в том числе удалённых контроллеров и интеллектуальных датчиков;
- при разработке прикладного ПО допускается использование только стандартных методов и инструментов разработки, предоставляемых программным обеспечением Системы;
- при разработке любых новых функциональных блоков они должны быть описаны в проектной документации на Систему. Перед использованием такие программные блоки должны пройти тестирование на правильность их работы;
- возможностью задания паролей и установления границ санкционированного доступа при внесении изменений в прикладное ПО;
- прикладное ПО должно строиться по принципу открытого кода, который по результатам внедрения Системы должен быть передан Заказчику (эксплуатирующей организации).

12.4 Требования к техническому обеспечению

12.4.1 Архитектура Системы

Для ИСУБ площадочных объектов должна быть выбрана архитектура «классических» DCS. Системы с данной архитектурой представлены ведущими мировыми поставщиками промышленных систем управления. Данная архитектура представляет собой интегрированное решение, включающее оборудование первого и второго уровня, единую среду конфигурирования.

Данная архитектура строится по принципу отсутствия «единичной точки отказа», при которой все узлы в сети равноправны. Все операторские станции получают данные от источника (контроллер или станция).

Все контроллеры (первый уровень) и все рабочие станции управления должны быть объединены резервированной коммуникационной сетью на базе Ethernet TCP/IP (ВОЛС).

Информационный обмен между первым и вторым уровнями Системы должен осуществляться через резервированный канал передачи данных (ВОЛС).

На рабочие станции должны быть возложены функции операторского интерфейса, конфигурирования, архивирования, ведения журналов событий. Функции управления процессом должны выполнять контроллеры.

Информационный обмен Системы со смежными системами должен обеспечиваться через коммуникационную сеть на базе Ethernet TCP/IP (ВОЛС).

Для управления технологическими объектами в целом используется РСУ, для управления технологическими модулями и/или объектами меньше 150-200 физических сигналов и не требующих сложного регулирования и управления применяются ПЛК, имеющие в наличии специализированные программные решения для максимальной и эффективной интеграции в РСУ.

Системы ПАЗ и АСПСиПТ (в различных комбинациях) должны строиться на базе однотипных контроллеров с их полной интеграцией на среднем уровне Системы, что подразумевает единый подход и средства конфигурирования, единые функции диагностики, единая система оповещения, единые средства управления, единая база конфигурации,

единые сети передачи информации, при полной автономности и аппаратной независимости от РСУ.

Система диагностики КИП должна интегрироваться в систему РСУ и СПАЗ на уровне каналов связи, с авто- определением подключенного КИП, возможностью прямого подключения КИП к станции СД КИП, а также при необходимости возможностью дистанционного обслуживания КИП по другим каналам связи – мультиплексоры, модемы и т.п.

12.4.2 Нулевой (полевой) уровень. Требования к КИПиА

В указанных ниже технических требованиях приведен минимум требований, которые следует выполнить в отношении КИПиА на стадиях технико-коммерческого предложения, рабочего проектирования и строительства в рамках проекта освоения Куюмбинского нефтегазоконденсатного месторождения.

12.4.2.1 Общие требования

Все средства измерений (СИ) должны иметь действующие свидетельства (сертификаты) об утверждении типа, описание типа к ним, должны быть внесены в Федеральный информационный фонд СИ РФ и допущены к применению в Российской Федерации в установленном порядке. СИ должны быть поверены и иметь действующие свидетельства о поверке. СИ должны иметь методики поверки, паспорта и эксплуатационную документацию на русском языке.

Все средства измерений (СИ), используемые во взрывоопасных зонах должны иметь действующие Сертификаты соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза к оборудованию для работы во взрывоопасных средах, выполнение которых обеспечивает безопасность их применения во взрывоопасных средах.

Все средства измерений (СИ) и технические средства должны иметь действующие Сертификаты промышленной безопасности (сертификат соответствия требованиям промышленной безопасности), подтверждающий соответствие оборудования, предназначенного для применения на опасных производственных объектах (ОПО), действующим в Российской Федерации требованиям промышленной безопасности (ПБ, РД, ГОСТы).

КИПиА должны выбираться на основании существующих стандартов и пригодности к применению, проверенной практикой, а также при условии технической поддержки данных изделий со стороны изготовителя.

При проектировании, для обеспечения защиты КИПиА следует учесть следующие проектные условия:

- максимальная температура окружающей среды: 39⁰С;
- минимальная температура окружающей среды: минус 57⁰С.

КИПиА должны обеспечивать работоспособность в указанном температурном диапазоне, либо должны быть обеспечены соответствующим обогревом.

Многообразие типов различных КИПиА, подлежащих установке на различных площадках, должно быть сокращено до возможного минимума, что сократит количество запасных частей и упростит техобслуживание, уменьшит совокупную стоимость владения системой.

Следует использовать КИПиА и принадлежности к ним, характеризующиеся высочайшей надежностью, технической готовностью и простотой обслуживания в местных условиях.

Поставщик обязан обеспечить наличие портативных калибраторов для каждой модели интеллектуального датчика. Заказчик должен утвердить количество таковых. Поставщик обязан поставить не менее двух портативных калибраторов интеллектуальных датчиков.

Не допускается применять КИПиА, использующие фирменные (частно- фирменные) протоколы.

Приборы, устанавливаемые на агрессивных средах, должны быть устойчивыми к их воздействию либо использовать соответствующие разделительные мембраны.

В общем случае все КИП должны быть электронными, со встроенными преобразователями сигнала в унифицированный (без вторичной аппаратуры), с питанием и заземлением от Системы, к которой они подсоединены.

Необходимо применять электронные датчики «интеллектуального» типа, поддерживающие открытые цифровые протоколы широкого использования, типа Foundation Fieldbus, ProfiBus, DeviceNet, HART, WirelessHART и т.п. (за исключением датчиков системы ПАЗ, пожаро-и газо- обнаружения).

Все интеллектуальные устройства должны иметь возможность подключения к системам диагностики полевого КИП с использованием стандартных драйверов для реализации, как минимум, функций диагностики, удаленного конфигурирования и документирования.

Поставщик КИП обязан предоставить сведения о средствах защиты от воздействия окружающей среды (корпуса, кожухи, приспособления для электрообогрева) электронных устройств (например, датчиков), предназначенных для эксплуатации в суровых климатических условиях и в необходимых случаях обеспечить поставку полевых приборов в комплекте с необходимыми средствами защиты от воздействия окружающей среды.

КИП должны поставляться с руководствами по эксплуатации и монтажу на русском языке, сертификатами SIL для системы ПАЗ.

Основным методом взрывозащиты принять метод «искробезопасная электрическая цепь» EEx(i). Допустимые методы для удовлетворения требований по опасным зонам перечисляются ниже в порядке их предпочтительности:

- огнестойкое или взрывобезопасное исполнение, тип EEx(d);
- повышенной безопасности исполнение, тип EEx(e);
- специальная защита, тип EEx(s).

Все оборудование КИПиА, материалы и способы его монтажа должны полностью соответствовать требованиям, предъявляемым к зонам взрывоопасности соответствующих категорий, в которых это оборудование размещено.

В случае способа защиты EEx(i) необходимо использовать устройства защиты с гальванической развязкой. Барьеры на диодах Зенера применять запрещается.

12.4.2.2 Погрешность контрольно-измерительных приборов

Погрешность поставляемых КИП должна быть равной или превосходить указанные ниже параметры.

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

- класс 1: использование на узлах оперативного и коммерческого учета (по массе или объему, приведенному к нормальным условиям): погрешность не более 0,15% при измерении объема жидкости, не более 0,25% при измерении массы жидкости, не более 0,5% при измерении объема газа;
- класс 2: массовый баланс для внутреннего учета, погрешность не более 2,5% при измерении объема и массы жидкости, не более 2,5% при измерении объема газа;
- класс 3: вспомогательные средства оператора и для управления технологическим объектом, погрешность не более 3% при измерении объема и массы жидкости, не более 3% при измерении объема газа.

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

- класс 1: коммерческий учет в резервуарных парках – 3 мм;

- класс 2: оперативные измерения – 5 мм.

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

- класс 1: коммерческий учет, позиции требующие высокой точности и критические позиции – 0,055 % шкалы, перенастройка 1:100 для шкал более 7 кПа для датчиков перепада и избыточного давления, и шкал более 25 кПа для датчиков абсолютного давления и 0,1 % от шкалы для шкал от 0.4 до 7 кПа для датчиков перепада давления и избыточного давления, и для шкал от 5 до 25 кПа для датчиков абсолютного давления;
- класс 2: оперативные измерения - 0.065% шкалы, перенастройка 1:100 для шкал более 7 кПа для датчиков перепада давления и избыточного давления, и более 25 кПа для датчиков абсолютного давления и 0,1% от шкалы для шкал от 0.4 до 7 кПа для датчиков перепада и избыточного давления, и для шкал от 5 до 25 кПа для датчиков абсолютного давления.

Указанная погрешность выбрана для минимизации упущенной прибыли (потребление энергоресурсов и отпуск товарной продукции) и повышения стабильной работы контуров СПАЗ, особенно при измерениях значений параметров, близких к критическим. Кроме этого, указанная точность является неотъемлемым атрибутом приборов последнего поколения с серьезной диагностикой, поддерживающих цифровые протоколы, обладающих высокой повторяемостью измерений и стабильностью в течение долгого времени.

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

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

12.4.2.3 Средства измерений расхода. Общие требования

При наличии технической возможности, регулирующие клапаны должны располагаться на трубопроводе ниже по потоку измерительных приборов, зависящих от распределения скорости потока (во избежание прямых участков большой длины выше по потоку). Подобно этому, отсечные клапаны, расположенные перед измерительным прибором, должны быть расположены за пределами прямого участка требуемой длины и при эксплуатации установки в нормальном режиме должны быть полностью открыты.

Расходомеры следует устанавливать в местах, где трубы подвержены минимальной вибрации. При установке расходомеров следует соблюдать требования завода-изготовителя к длинам прямолинейных участков измерительного трубопровода.

Перед установкой расходомеров необходимо провести измерения внутреннего диаметра трубопровода с оформлением соответствующего акта.

При диаметрах измерительных линий более 150 мм и при условии соблюдения необходимой точности отдавать предпочтение накладным ультразвуковым расходомерам, либо расходомерам с возможностью демонтажа без остановки технологического процесса.

Отдавать предпочтение СИ измерения расхода с имитационными (без проливными) методами поверки.

Отверстия для монтажа расходомеров в трубопровод выполнять при помощи фрез, исключая возможность применения плазменного резака с целью исключения возможности искажения профиля потока.

Результаты измерений, получаемые с расходомеров, должны быть выражены в единицах расхода. Расходомерный комплекс должен обеспечивать вычисление и/или приведение данных расхода к конечным единицам измерения в стандартных условиях.

Использование СИ расхода на основе осредняющих трубок, оптических газовых расходомеров (кроме подготовленного осушенного товарного газа), термально- массовых и термо- анемометрических типов не допускается.

Для всех типов расходомеров (кроме мульти- фазных) должна быть обеспечена одно- фазность измеряемого потока. Все фланцевые расходомеры должны быть обеспечены устройствами для облегчения монтажа/демонтажа.

Расходомеры Ду 100 мм и выше должны быть обеспечены грузоподъемными механизмами для монтажа/демонтажа. Не допускается создание механических напряжений на фланцах расходомеров.

Датчики давления и/или температуры (а также отводы, термокарманы и т. п.), требуемые для приведения расхода к стандартным условиям, следует располагать на расстоянии, равном одному диаметру трубы «до», и на расстоянии, равном пяти диаметрам трубы ниже по потоку однонаправленного измерительного прибора, соответственно, если иное не указано в эксплуатационной документации завода-изготовителя расходомера и в действующих НТД.

Сужения, изгибы труб и т.д. (т.е. факторы, влияющие на форму профиля скорости потока) должны располагаться на определённом заводе-изготовителем расстоянии от расходомеров.

Расходомер должен обеспечивать измерение расхода во всем рабочем диапазоне с необходимой точностью.

Окончательный выбор метода измерения должен быть выполнен проектировщиком с учетом требований к точности, места установки и экономической целесообразности

12.4.2.4 Приборы, работающие на методе измерения переменного перепада давления

Для измерения расхода методом переменного перепада давления и применяемые для измерений класса 2 и 3, рекомендуется применять стандартные сужающие устройства: диафрагмы, трубы и сопла Вентури (при применении диафрагм отдавать предпочтение камерным быстросъемным конструкциям).

Выбор диафрагм, места их установки должно подтверждаться расчетами, выполненными по ГОСТ Р 8.586.1-5-2005 в специализированном программном комплексе (ПК «Расходомер-ИСО»).

Стандартные диафрагмы

Геометрические характеристики измерительных диафрагм применяемых для измерений класса 2 и 3 и длина прямых участков должны соответствовать требованиям ISO 5167 и ГОСТ 8.586.1-5-2005.

Там, где представляется возможным, следует использовать измерительные диафрагмы с нескошенной кромкой и угловыми патрубками для отбора давления. Диафрагма в четверть круга или с коническим входом может быть использована только в особых случаях, например, при низком значении числа Рейнольдса.

Материал, как минимум, нержавеющей сталь марки 316, если технологический флюид не требует применения иных материалов.

Штуцеры для измерения давления должны быть только фланцевого типа.

Отводы для измерения давления должны иметь размер M20x1.5.

Фланцы диафрагм должны быть снабжены выравнивающими винтами.

Толщина фланцев диафрагм и расчет деформации должны поставляться вместе с расчетом размера отверстия.

Нормальный расход должен составлять от 70 до 80 процентов полного потока. Минимальный и максимальный расход должен составлять 33 и 95 процентов полного потока, соответственно.

Измерительные диафрагмы не следует использовать, если величина расхода потока изменяется более чем 5:1 для некоммерческого учета.

Каждая измерительная диафрагма (за исключением диафрагм выдвижного типа) должна поставляться с наличием гравированной бирки из нержавеющей стали со стороны входа, на которой должна быть указана следующая информация:

- идентификационный номер;
- размеры D и d в мм;
- класс фланца;
- материал.

Примечание: информация должна быть удобочитаемой после монтажа диафрагмы.

Трубки Вентури

Трубки Вентури и измерительные сопла кругового поперечного сечения должны соответствовать стандарту ISO 5167-1 и ГОСТ Р 8.586.1-5-2005.

Обычно достаточно одного отвода для измерения давления выше по потоку и одного ниже по потоку.

Расходомеры с переменным сечением (ротаметры)

Применение расходомеров с переменным сечением (ротаметров) возможно только в случаях невозможности применения других типов расходомеров.

Нормальный расход должен быть в пределах от 60 до 80 процентов пропускной способности. Минимальный и максимальный расходы должны быть в пределах от 10 до 90 % пропускной способности.

Следует отдавать предпочтение ротаметрам металлической конструкции. Применение стеклянных трубок допускается только при следующих условиях, выполняемых одновременно:

- малый номинальный размер;
- безопасные флюиды;
- низкое рабочее давление.

Металлические ротаметры должны быть снабжены магнитными системами для отображения показаний и, если требуется, для передачи сигналов.

Показания ротаметров должны считываться напрямую.

Передаваемые сигналы должны соответствовать параметрам, указанным в опросных листах.

Точность должна быть в пределах $\pm 1,5$ % полной шкалы.

Соединения ротаметров должны быть следующими:

- верхнее и нижнее - трубные резьбовые соединения для приборов до Ду 15;
- верхнее и нижнее (или в исключительных случаях боковое и нижнее) - фланцевые соединения для приборов большего размера (с фланцами, соответствующими классу трубопровода по техническим условиям).

Металлические ротаметры должны иметь трубки из нержавеющей стали 316, если свойства технологического флюида не требуют применения других материалов.

Коэффициент сопротивления поплавка ротаметра и расчетные условия должны быть выгравированы на паспортной табличке и/или на корпусе трубки.

Ротаметры со встроенными игольчатыми клапанами не должны применяться в среде углеводородов и токсичных веществ.

Дифференциальные расходомеры

Материалы всех деталей (фланец и корпус, болты, гайки, несущее кольцо), за исключением измерительной диафрагмы, должны соответствовать техническим условиям на классы трубных материалов.

В случае измерения параметров двухфазного потока необходимо обеспечить наличие спускных отверстий.

Дифференциальные датчики давления для газа должны быть смонтированы так, чтобы обеспечить их естественное дренирование.

Если один измерительный элемент (измерительная диафрагма/трубка Вентури) используется для двух отдельных измерений, требуется четыре отвода для создания разделения (один комплект для датчика распределенной системы управления и один комплект для датчика системы противоаварийной защиты).

12.4.2.5 Массовые (кориолисовые) расходомеры

Приборы должны обеспечивать одновременное измерение массового расхода, плотности и температуры и передачу этих параметров по аналоговому, частотно-импульсному или цифровому протоколу.

Приборы могут применяться для измерения жидкостей (нефть, конденсат, метанол и т.п.).

Диапазон изменения расходов должен меняться с коэффициентом не менее 100:1.

Материал сенсоров должен быть нержавеющей сталь 316, как минимум.

Подключение к процессу, в большинстве случаев, должно быть фланцевым с классом давления до PN100.

Предел основной относительной погрешности по массовому расходу жидкости не должен превышать $\pm 0,25$ %. Максимально возможный дрейф нуля/нестабильность нуля должна быть не более 0,05%.

В трансмиттерах кориолисового расходомера должна быть предусмотрена компенсация влияния фактического значения температуры и давления технологической среды.

Установка данного типа расходомеров на газовые линии и линии с нестабильным газовым конденсатом не допускается.

Каналы плотности, давления, температуры массовых расходомеров должны быть аттестованы, погрешность измерения перечисленных выше параметров должна быть внесена в свидетельства об утверждении типа СИ.

12.4.2.6 Вихревые расходомеры

Вихревые расходомеры могут применяться при измерениях расхода низковязкой жидкости, газа, пара при этом необходимо учитывать следующее:

- минимальная скорость потока жидкости 0,6 м/с;
- максимальная скорость потока жидкости 5,0 м/с;
- максимальная скорость газа 30 м/с.

Расходомер должен быть установлен между двумя прямыми цилиндрическими участками труб постоянного сечения. Размеры и параметры прямолинейных измерительных трубопроводов до и после расходомера должны соответствовать рекомендациям поставщика и требованиям нормативных документов.

При установке вихревых расходомеров основным требованием является отсутствие вибрации.

Конструкция расходомера должна быть цельнолитой/цельносварной, исключающей засорения и утечки.

Методика поверки должна быть имитационная (без проливная), предусмотреть наличие встроенной функции самодиагностики и автоматическом режиме и по запросу. Межповерочный интервал не менее 4-х лет.

12.4.2.7 Ультразвуковые расходомеры

Расходомеры должны поставляться в комплекте с трубной катушкой (имитатором) или рекомендуется применять накладные расходомеры.

Расходомер должен быть установлен между двумя прямыми цилиндрическими участками труб постоянного сечения. Возможна установка струевыпрямителя на входном измерительном трубопроводе. Размеры и параметры прямолинейных измерительных трубопроводов до и после расходомера, а также струевыпрямителя, должны соответствовать требованиям завода-изготовителя и требованиям нормативных документов, но не менее 15 Ду до расходомера, и 5 Ду после расходомера.

Катушка (имитатор) для установки ультразвуковых датчиков должна быть со специальным покрытием, исключающим налипание измеряемой среды.

Накладные расходомеры для измерения объема газа допустимо использовать только при давлении не менее 5 МПа.

Система измерений «Расходомер- давление- температура- вычислитель» должна иметь единое свидетельство об утверждении типа, методику поверки и методику измерений и представлять собой законченный ПТК по учету.

При врезке ультразвуковых расходомеров должны использоваться устройства для последующего демонтажа расходомеров без остановки технологического процесса (лубликаторы).

Конструктивное исполнение лубликаторов должно исключать наличие жидкости (нефть, конденсат, вода, капельная жидкость и пр.) на сенсорах расходомера.

Расходомеры должны иметь встроенную функцию самодиагностики по параметрам сигнала (обрыв, потеря сигнала, загрязнение сенсора и т.п.).

Методика поверки беспроливная имитационная. Межповерочный интервал – не менее 2 лет.

Комплекс ультразвукового расходомера должен включать в себя расходомер с трансмиттером (блоком электроники), датчики давления (если это необходимо) и температуры, вычислитель.

12.4.2.8 Многофазные измерительные системы

Для контроля дебитов эксплуатационных скважин необходимо применять трехфазные без сепарационные/сепарационные (с гидроциклоном, гравитационным сепаратором V – не менее 10 м³) системы измерения, отдельно по нефти, воде и газу.

Выбор метода сепарационный или без сепарационный должен быть основан на результатах исследований или проведенных испытаниях ОПИ.

Многофазные без сепарационные/сепарационные (с гидроциклоном, гравитационным сепаратором V – не менее 10 м³) системы измерения устанавливаются на замерном коллекторе на каждом кусте скважин. Данный вариант предусматривает возможность непрерывного наблюдения за дебитами всех скважин в режиме реального времени.

Использование многофазных расходомеров, способных отслеживать дебит скважин по всем трем фазам в режиме реального времени, является одним из ключевых условий эффективного использования предложенного в настоящем проекте высокотехнологичного оборудования, позволяющего вести поинтервальное регулирование притока в горизонтальных скважинах.

Должна быть предусмотрена возможность замера дебита при отрицательных температурах на устье скважин и следующих фазовых состояниях «жидкость- газ» в диапазоне 0-100% и от 100-0% соответственно.

Поставщик ИСУБ должен предложить многофазную без сепарационную/сепарационные (с гидроциклоном, гравитационным сепаратором V – не менее 10 м³) систему измерения дебитов исходя из следующих характеристик:

– гарантированные рабочие показатели;

- компактность;
- проверенные временем методы измерения;
- гибкая конструкция;
- масштабируемая электроника управления и измерения в одном корпусе, связь по цифровому интерфейсу Modbus или Foundation Fieldbus с ПЛК кустовых площадок;
- простота в ремонте и обслуживании;
- квалифицированная техническая поддержка в России.

В таблице 13 приведены характеристики некоторых параметров.

Таблица 13

Параметр	Характеристики
Материалы	углеродистая сталь
Смачиваемые детали	Измеритель: нержавеющая сталь;
Пределы давления:	0 – 4 МПа
Пределы температуры в устье скважины:	минус 20 ⁰ С +30 ⁰ С
Пределы температуры окружающей среды:	минус 57 ⁰ С +39 ⁰ С
Расход сырой нефти	200 м ³ /час
Расход воды	300 м ³ /час
Расход газа	24 000 нм ³ /час
Изоляция от окружающей среды	IP65 (NEMA 4х)

12.4.2.9 Приборы для измерения уровня. Общие требования

Там, где необходимо устанавливать несколько приборов измерения уровня на одном аппарате, контролирующем один и тот же параметр, рекомендуется использовать общую уровнемерную колонку. Однако, датчики, сигнализаторы уровня, задействованные в системе ПАЗ, должны быть установлены отдельно, напрямую подключенными к аппарату.

Максимальное количество отводов для подключения приборов на одной уровнемерной колонке, не должно превышать 3 (трех).

Минимальный внутренний диаметр уровнемерной колонки должен быть не менее 150 мм и все отводы должны быть оснащены запорной арматурой.

Должны быть представлены специальные установочные чертежи, в которых будут описаны все детали взаимного расположения средств измерения уровня, а также расположения отводов, уровня сигнализации и блокировок, размеры деталей и способы подсоединения.

Система электрообогрева КИПиА должна предусматривать обогрев горловин и патрубков аппаратов, в которые планируется установить/смонтировать/запроектировать уровнемер.

В проекте могут быть применены уровнемеры с иными принципами измерений, не перечисленными в данных требованиях. Возможность применения каждого типа измерения уровня должна быть подобрана индивидуально на каждый технологический процесс

непосредственно при проектировании системы и согласована с заказчиком и генеральной проектной организацией.

Уровнемеры должны обеспечивать измерение текущего уровня в границах установленной погрешности без процедуры калибровки «по месту», связанной с неоднократным заполнением/опустошением емкостного оборудования. Межповерочный интервал должен быть не менее 2-х лет. Процедура поверки должна проходить без демонтажа уровнемера с аппарата/уровнемерной колонки.

12.4.2.10 Радарные волноводные уровнемеры

Радарные волноводные уровнемеры функционируют по принципу измерения коэффициента отражения методом совмещения прямого и отражённого испытательных сигналов.

Уровнемеры должны быть интеллектуальные, с цифровой передачей данных Foundation Fieldbus (либо с выходным сигналом 4-20 мА, с поддержкой HART-протокола).

Тип зонда коаксиальный, жесткий стержневой или гибкий тросовый, двойной или одинарный должен выбираться на основании характеристик измеряемой среды (например, коэффициент диэлектрической проницаемости) и основных характеристик процесса.

Для углеводородов (сред с диэлектрической проницаемостью менее 10 следует применять коаксиальные зонды большого диаметра. Уровнемеры для измерения уровня вязких жидкостей должны обеспечивать возможность очистки зонда от налипания без снятия с технологической емкости.

Корпус прибора должен поворачиваться на 360°; он должен сниматься (вместе с электронными модулями) без сброса давления в сосуде/резервуаре.

Волноводные радары должны давать возможность удаленного монтажа корпуса от волновода для обеспечения возможности монтажа в труднодоступных местах.

Уровнемеры должны обеспечивать выполнение функции физической защиты от переполнения.

Волноводные радары должны поставляться с программным обеспечением для удобной настройки, со средствами диагностики и средствами, позволяющими определить необходимость профилактического обслуживания.

При измерении раздела фаз, уровнемер должен учитывать диэлектрическую проницаемость верхнего слоя, компенсируя эффект увеличения времени прохождения сигнала по верхнему слою жидкости.

Волноводный радарный уровнемер должен иметь соответствующее программное обеспечение, обеспечивающее надежное слежение за уровнем/разделом фаз:

- с фильтрами, устраняющими ложные отражения, вызванные налипанием, конструкцией патрубка, конденсатом на патрубке;
- с автоматической оптимизацией усиления сигнала для максимизации отношения сигнал/шум;
- с встроенным программным обеспечением, распознающим состояние зонда и ситуации типа «пустой резервуар», «полностью заполненный резервуар» и обеспечивающей соответствующую реакцию выходного сигнала на эти ситуации.

Программное обеспечение должно поддерживать функцию определения уровня загрязнения зонда.

Радарный волноводный уровнемер должен отвечать следующим проектным требованиям:

- материал: фланец в соответствии с техническими условиями на трубопроводы;
- части, взаимодействующие со средой: нержавеющая сталь 316, если в технических условиях не указано иное;
- отклонение от вертикали: не более 0,1 % длины зонда;
- время обновления данных: менее 1 секунды.

Волноводный радарный уровнемер должен иметь следующие функции самодиагностики :

- ошибка измерения уровня/раздела фаз;
- ошибка в конфигурации шкалы;
- несовместимая комбинация используемых функций;
- сигнал об отсутствии зонда;
- температура внутри уровнемера превышает уставку;
- ошибка конфигурации;
- ошибка выходного сигнала;
- ошибка программного обеспечения;
- ошибка модуля генерации сигнала.

12.4.2.11 Без контактные радарные уровнемеры

Без контактные радарные уровнемеры целесообразно применять для позиций, требующих высокой точности, либо для позиций, где применение волноводных радаров невозможно или нецелесообразно из за технологических особенностей применения.

Радарные уровнемеры должны поставляться с программным обеспечением, позволяющим проводить настройку прибора, отслеживать сигнал и помехи внутри резервуара, иметь функции возможности маскировать постоянные помехи, настраивать пороги срабатывания уровня по анализу сигнала на пустом резервуаре.

Тип антенны без контактных радарных уровнемеров должен быть выбран в соответствии со свойствами жидкости (например, наличие турбулентности процесса, химический состав) и общими параметрами технологического процесса.

Корпус электроники должен вращаться на 360° и при необходимости сниматься без остановки процесса и сброса давления.

Уровеньмеры должны обеспечить работоспособность при монтаже на патрубках, вне зависимости от расстояния до стены резервуара, длины патрубка (до 2 м) и наличия шаровых кранов.

Радарный волноводный уровнемер должен отвечать следующим проектным требованиям:

- материал: фланец в соответствии с техническими условиями на трубопроводы;
- части, взаимодействующие со средой: нержавеющая сталь 316, если в технических условиях не указано иное;
- технологический процесс: диаметр фланца должен согласоваться с диаметром излучающей антенны, но не менее DN50, класс давления и форма поверхности в соответствии с типом присоединительного фланца;
- время обновления уровня: менее 1 секунды.

Радарный уровнемер должен иметь следующие функции самодиагностики:

- ошибка измерения уровня/раздела фаз;
- ошибка в конфигурации шкалы;
- несовместимая комбинация используемых функций;
- температура внутри уровнемера превышает уставку;
- ошибка конфигурации;
- ошибка выходного сигнала;
- ошибка программного обеспечения;
- ошибка модуля генерации сигнала.

12.4.2.12 Индикаторы уровня

Индикаторы уровня должны быть предусмотрены для всех сосудов, за исключением резервуаров хранения и дренажных емкостей (перечень сосудов должен быть согласован с

Заказчиком). Они должны перекрывать весь диапазон эксплуатационных значений уровня, включая диапазон уставок срабатывания датчиков уровня и реле сигнализации по уровню.

Предпочтительным типом являются магнитные/магнитострикционные индикаторы уровня. Они могут применяться для сред, где не будут подвержены загрязнению.

Все приборы измерения уровня оснащаются запорными, дренажными и отводными клапанами.

Стекло индикатора должно иметь заднюю подсветку с клиновым освещением, так чтобы свет распространялся равномерно по всей длине стекла и сертифицировано для использования в соответствующих опасных зонах.

Стеклянная часть индикатора уровня должна быть изготовлена из небьющегося армированного стекла.

Индикаторы уровня должны отвечать следующим проектным требованиям:

- корпус: углеродистая сталь, если нет иных требований с учетом свойств технологического флюида;
- соединения с технологическим оборудованием: фланцы 3/4 дюйма, боковое-боковое, боковое-нижнее, как указано в опросных листах;
- индикатор уровня: обозначить верх и низ (для правильной установки);
- спускное отверстие: внутренняя резьба 1/2 дюйма NPT, с заглушкой;
- дренаж: внутренняя резьба 1/2 дюйма NPT.

Примечание: общая видимая длина и межцентровое расстояние указать в опросных листах.

Видимая длина должна перекрывать:

- максимальный уровень в эксплуатационных условиях;
- рабочие диапазоны всех приборов для измерения уровня, установленных на том же сосуде;
- зону уставок сигнализации по высокому и низкому уровню плюс 20%.

При необходимости проведения двойного измерения следует использовать индикаторы уровня с возможностью монтажа датчика уровня волноводного типа в едином конструктиве.

12.4.2.13 Сигнализаторы уровня

Сигнализаторы (выключатели) уровня должны быть вибрационного типа (вибровилка).

Сигнализаторы должны предоставлять возможность постоянного самотестирования без снятия с тех. процесса, а также световой индикатор, позволяющий определять текущее состояние прибора.

Патрубки для установки сигнализаторов уровня должны быть с присоединительным размером G 1A.

12.4.2.14 Системы уровнемеров для резервуаров хранения и резервуаров продуктов

Для коммерческого учета следует применять радарные уровнемеры.

Погрешность измерения массы для системы коммерческого учета вычисляется для каждого конкретного случая по ГОСТ 8.595-2004, но не должна превышать 0,5%.

Если для резервуара хранения требуется усредняющий датчик температуры, такой датчик должен составлять часть системы измерения уровня резервуара и данный датчик должен подключаться к указанной системе. Усредняющие датчики температуры должны представлять собой многоэлементные системы (температурные датчики сопротивления или термопары).

Если требуется точечный контроль температуры, датчики должны устанавливаться в нижней части резервуара. Для измерения температуры должны применяться температурные датчики сопротивления.

Шкала измерений должна выражаться единицах СИ принятых к применению на территории РФ (мм, МПа, КПа, градусы Цельсия и т.д.).

12.4.2.15 Приборы для измерения давления

Все части приборов, контактирующие с измеряемой средой, должны быть изготовлены из устойчивого к коррозии материала с учетом свойств измеряемой среды. Приборы, предназначенные для измерения абсолютного давления, должны иметь барометрическую компенсацию показаний.

Манометры и дифференциальные манометры

Манометры должны соответствовать требованиям ГОСТ 2405-88, на циферблате должны быть нанесены:

- полное наименование поставщика;
- модель манометра;
- единица физической величины;
- знак “-” (минус) перед числом, обозначающим верхний предел измерений вакуумметрического давления;
- класс точности или условное обозначение класса точности;
- условное обозначение рабочего положения прибора, если оно отличается от нормального;
- заводской номер прибора;
- наименование или условное обозначение измеряемой среды – при специальном исполнении прибора.

Циферблат должен иметь белое поле и черные цифры. Диаметр циферблата должен составлять 100-160 мм.

Соединительный штуцер манометра должен быть М20х1,5, установленный в нижней части манометра.

В манометрах общего применения в качестве измерительного элемента должна использоваться трубка Бурдона.

Класс точности манометров должен быть:

- для контроля технологических процессов – 1,5;
- для контроля точности измерений – 1.

Материал измерительного элемента для технических манометров должен обеспечивать коррозионную устойчивость.

Все манометры должны быть выполнены в соответствии с требованиями техники безопасности, с небьющимся (или не дающим осколков) стеклом. Манометры с верхним пределом измерения до 2,5 МПа должны иметь на задней поверхности разрывной предохранительный диск. Манометры с верхним пределом измерения свыше 2,5 МПа должны иметь прочную лицевую часть и полностью вышибаемую заднюю часть. Внутренние части и механизмы манометров, подверженных вибрации или пульсации, должны быть заполнены глицерином или силиконом.

Класс точности манометров для точных измерений – 0,6. Шкала манометров должна быть выражена в единицах СИ (МПа). Все манометры должны быть укомплектованы трехходовым краном для сброса давления. В системах измерения количества газа использовать преобразователи абсолютного давления (не избыточного) с межповерочным интервалом не менее 4-х лет.

Манометры должны выдерживать без смещения нуля или верхнего предела измерения, превышение давления (перегрузку) в размере 1,3 раза от верхнего предела

измерения. Там, где перегрузка может быть выше, чем в 1,3 раза, следует использовать специальные защитные демпфирующие устройства (снубберы).

Манометры, установленные на плунжерных насосах поршневого типа, должны иметь камеры сглаживания пульсации (демпферы). Манометры, установленные в местах повышенной вибрации, должны иметь гидрозаполнение силиконовым маслом.

Диапазоны измерения манометров должны выбираться таким образом, чтобы нормальное рабочее давление отображалось во второй трети шкалы манометра. При выборе диапазонов измерения следует руководствоваться существующим стандартным рядом пределов измерений.

Преобразователи давления

Преобразователи давления (статического и дифференциального) должны соответствовать требованиям ГОСТ 22520-85. Датчики должны иметь возможность перенастройки (перекалибровки) диапазона измерений на месте эксплуатации в соотношении не менее чем 1:100 от верхнего предела измерения.

Нормальное рабочее давление должно быть не выше 65% от верхнего откалиброванного предела измерения преобразователя.

Для измерения низких давлений и вакуума следует использовать дифференциальные преобразователи давления, проводящие соединение низкого давления открыто к атмосферному давлению.

Номинальная статическая характеристика преобразователя должна быть линейной при измерении давления, и квадратичной при использовании с расходомерами на основании сужающего приспособления (диафрагмы).

Преобразователи статического давления должны выдерживать перегрузку давлением в размере 1,25 от верхнего предела измерений. Преобразователи дифференциального давления должны выдерживать одностороннюю перегрузку в размере 100% от величины предельного рабочего давления.

При измерении давления в условиях пульсации среды следует предусмотреть демпферы пульсаций.

Датчики давления, работающие в среде сырой нефти, и установленные снаружи должны оснащаться разделительными диафрагмами и продувочными кольцами (с подсоединением к системам сброса и продувки).

Части датчиков давления и дифференциального давления, соприкасающиеся с жидкими средами, должны быть выполнены из нержавеющей стали, если свойства технологического флюида не требуют применения других материалов.

Если для измерения одного и того же технологического параметра применяются два датчика (один для системы безопасности, другой для системы управления технологическим процессом), они должны иметь одинаковые диапазоны и интервалы измерений. Каждый датчик должен подключаться к технологической линии по отдельности, но точки подключений должны располагаться как можно ближе друг к другу, чтобы была обеспечена возможность сравнения результатов измерений.

Датчики перепада давления должны иметь различные варианты механического подключения к процессу. Ниже перечислены все возможные способы механического подключения датчиков перепада давления при установке в процесс:

- стандартные фланцы;
- интегральные вентильные;
- фланцы для измерения уровня по ГОСТ 12815-80 без дополнительных разделительных мембран между процессом и сенсорным модулем прибора;
- разделительные мембраны с заполнением буферными жидкостями, для измерения уровня или перепада давления вязких, кристаллизующихся или особо агрессивных сред;

Вентильный блок, интегрально установленный на чувствительном элементе расхода, сенсорный модуль датчика (со стандартными фланцами или без) и защитная головка лежат на одной линии.

Электронные датчики должны отвечать следующим проектным требованиям:

- должен быть предусмотрен встроенный индикатор по согласованию с Заказчиком. ЖК-индикаторы должны иметь возможность конфигурирования пользователем. Они должны отображать значение давления, процентное значение диапазона, значение аналогового выхода, значение температуры сенсорного модуля и диагностические сообщения;
- должна быть предусмотрена возможность установки нуля и интервала измерений извне;
- должна быть обеспечена защита от выхода за пределы диапазона измерений давления вплоть до расчетного давления, указанного в опросных листах. В датчиках дифференциального давления защита от выхода за пределы диапазона должна защищать чувствительный элемент от максимального расчетного давления, прилагаемого к каждой из сторон, при атмосферном давлении с противоположной стороны;
- корпус: класс в соответствии со стандартом изготовителя, если в опросных листах не указано иное. При удаленном монтаже корпус должен быть снабжен кронштейнами для монтажа на трубе 50 мм;
- дренаж и выпуск: для каждого корпуса;
- гистерезис и зона нечувствительности: 0,2 % калибровочного интервала;
- достоверность: $\pm 0,1$ % калибровочного интервала;
- диапазон: верхний предел в 1,5 раза выше величины нормального рабочего давления;
- смещение нуля вверх и за пределы шкалы: если необходимо, указывается в опросных листах;
- манифольд: два клапана для замера избыточного или абсолютного давления, пять клапанов для замера дифференциального давления (два отсечных, два на сброс, один выравнивающий);
- должен быть поставлен обогреваемый шкаф или термочехол (при установке снаружи).

Датчики давления должны иметь следующие функции самодиагностики:

- сигнализацию выхода давления за границы диапазона измерений;
- сигнализацию выхода температуры внутри датчика за уставку;
- сигнализацию о неисправности клавиш внешней настройки датчика (залипание/отсутствие реакции на нажатие);
- сигнализацию выхода вторичных параметров за диапазоны измерений;
- ошибка сенсорного модуля;
- ошибка блока электроники;
- функция статистического мониторинга процесса, которая позволяет определять: засорение импульсных линий, наличие кавитации в процессе;
- диагностика состояния электрического подключения.

12.4.2.16 Приборы для измерения температуры

В местах установки преобразователей температуры и термометров предусмотреть защитные гильзы (термокарманы) цельнолитой конструкции, из нержавеющей стали, с резьбовым присоединением к трубопроводу. Термокарманы преобразователей температуры и термометров должны обеспечивать глубину погружения в нефть не менее $2/3$ Ду трубопровода. Расположение термокарманов должно обеспечивать достоверность измерений.

Приборы должны быть установлены в термокарман таким образом, чтобы датчик температуры можно было легко извлекать, не изгибая его, не повреждая и не демонтируя другое оборудование.

Термокарманы должны устанавливаться напрямую в линии размером не менее 100 мм. Для линий меньших размеров термокарманы следует устанавливать в колена трубопроводов, расширительные камеры, либо под углом к оси трубопровода.

Конструкция термокармана должна быть рассчитана на изгиб учетом скорости движения измеряемой среды в трубопроводе, обладать устойчивостью к вибрации трубопровода и пульсации давления перекачиваемой среды. Датчик и преобразователь температуры должны быть утвержденного типа в соответствии с нормативными документами РФ. Межповерочный интервал должен быть не менее 3-х лет. Все датчики температуры должны быть установлены в местах удобных для обслуживания с учетом возможного монтажа/демонтажа.

Показывающие термометры

Термоэлементы монтируются в термокарманах. Местные показывающие термометры должны быть биметаллическими либо манометрическими, с круглым циферблатом, со шкалой в градусах Цельсия ($^{\circ}\text{C}$). Диаметр циферблата должен составлять 100-160 мм. Циферблат должен иметь белое поле и черные цифры, для отрицательных температур – красные цифры на белом поле. Термометры должны иметь механизм подстройки (корректор) нуля.

В случае невозможности установки термометров по месту следует применять манометрические (газо- или жидкостные) термометры с капиллярным удлинителем. Длина капилляра выбирается согласно стандарту Поставщика. Капилляр должен иметь средства компенсации температурного расширения и должен быть выполнен из нержавеющей стали, с поливинилхлоридным покрытием.

Соединение между термометром и термокарманом должно быть выполнено с помощью фитинга M20x1,5, который позволяет подгонять глубину установки в термокармане.

Биметаллические термометры следует использовать только там, где не требуется класс точности выше 1,5.

Должна быть предусмотрена возможность изменения угла установки циферблата.

Температурные датчики

Датчики температуры на базе термопреобразователя сопротивления в комплекте с измерительным преобразователем (расположенным в головной части) должны применяться как основной прибор измерения температуры, за исключением тех случаев, когда требуется применение термопар (при температурах выше 350°C). Подключение термопреобразователя сопротивления к интеллектуальному измерительному преобразователю следует осуществлять по трехпроводной схеме, если не требуется более высокая точность.

Термоэлектрические преобразователи (термопары) должны соответствовать требованиям ГОСТ 6616-94. Термоэлектрические преобразователи должны иметь минеральную изоляцию, конструктивно находиться в стержне (защитной арматуре) наружным диаметром 6 мм. Стержни должны устанавливаться в термокарманы. Стержни должны быть изготовлены из нержавеющей стали, с толщиной стенки не менее 1,0 мм, а для измерения высоких температур – из сплава Инколой 800. Термоэлектрические преобразователи должны быть укомплектованы измерительным преобразователем, расположенном в головке датчика.

Преобразователи должны осуществлять контроль состояния сенсора для заблаговременного предсказания его выхода из строя и обслуживания. Определять замыкание сенсора (для RTD) и обрыв сенсора.

Термопары должны иметь неорганическую изоляцию, металлическую оболочку и соответствовать стандарту IEC 584-1. Для измерения температур в диапазоне от $+350^{\circ}\text{C}$ до

+1000 °С следует применять хромель-алюмелевые термопары (типа К). Для измерения температур выше +1000 °С следует применять платино-родиевые термопары (типа R). На применение термопар для измерения температур вне указанных диапазонов необходимо письменное согласие Заказчика.

Температурные датчики должны отвечать следующим проектным требованиям:

- корпус устройства: из нержавеющей стали, с изоляцией и защитой. Минимальный наружный диаметр рабочей части - 6 мм;
- головка: с уплотненной крышкой с внутренней резьбой;
- защита: при выходе преобразователя из строя выходной сигнал должен быть максимальным (20 мА);
- преобразователь должен иметь точность, по крайней мере $\pm 0,3^{\circ}\text{C}$ для Pt100 RTD;
- преобразователь должен поддерживать различные типы входных сигналов: RTD, термопары, Омы, милливольты;
- для решения задачи мониторинга большого числа температурных сигналов, расположенных достаточно близко друг к другу, преобразователь должен поддерживать до восьми свободно конфигурируемых входов. Это может быть комбинация RTD, термопары, Омы, милливольты;
- преобразователи температуры для задачи мониторинга должны иметь стабильность: не более $\pm 0,1\%$ измеряемого значения или $0,1^{\circ}\text{C}$;
- для измерения температуры, требующего много точек измерения внутри одного технологического аппарата, производитель должен предоставить многозонные RTD или термопарные сенсоры температуры.

Датчики температуры должны иметь следующие функции самодиагностики:

- сигнализацию выхода температуры за границы диапазона измерений;
- сигнализацию выхода температуры внутри датчика за уставку;
- сигнализацию выхода вторичных параметров за диапазоны измерений;
- ошибка сенсорного модуля;
- ошибка блока электроники;
- диагностика обрыва сенсора;
- сигнализацию деградации сенсора.

Термокарманы

Термокарманы требуются для всех датчиков температуры, кроме датчиков температуры подшипников.

Если эксплуатационные ограничения не позволяют выбрать подходящий термокарман, следует рассмотреть возможность наружного монтажа термопреобразователей сопротивления или термопар.

Термокарманы должны соответствовать техническим условиям на классы материалов трубопроводов.

Термокарманы должны быть изготовлены из нержавеющей стали марки 316, если свойства технологических флюидов не требуют применения иных материалов.

Присоединения термокарманов:

- технологическое оборудование: фланец не менее Ду 50 (с учетом расчета напряжений);
- измерительное устройство: внутренняя резьба 1/2 дюйма NPT.

Конструкция термокарманов должна соответствовать стандарту ASME PTC 19.3.

Расчетная частота вихревого потока не должна превышать 80% собственной частоты термокармана.

Термокарманы должны встраиваться в технологическую линию в соответствии с техническими условиями на классы трубопроводов. В ходе рабочего проектирования должна быть подготовлена таблица с определением размеров термокарманов и расчетами, которая

будет использована в целях предварительного определения размеров термокарманов и штуцеров.

Минимальная длина термокармана должна определяться с учетом высоты бобышки, толщины стенки трубы и минимального выступа внутрь трубопровода ($1/3$ внутреннего диаметра тр-да).

Проектирование должно проводиться не на основании расчетных технологических параметров, а на основании параметров, соответствующих наиболее жестким условиям эксплуатации.

Термокарманы общего назначения, используемые для контрольных измерений, должны быть оборудованы постоянной резьбовой заглушкой с цепочкой из нержавеющей стали.

Для контроля температуры на внутрипромысловых и магистральных трубопроводах (где не допускается размещение препятствий в теле трубы) должны применяться специальные термокарманы со съемом температуры с поверхности трубы. Термокарманы должны монтироваться на хомуты к телу трубы контактным способом с применением специальных термопаст для лучшей теплопередачи. Длина термокармана должна рассчитываться с учетом толщины теплоизоляции для того, чтобы монтаж/демонтаж датчика происходил без нарушения теплоизоляционного и защитного покрытия трубы.

12.4.2.17 Газоанализаторы

Датчик контроля загазованности должен быть предназначен для непрерывного измерения уровня взрывоопасной концентрации метана в местах возможного его появления.

В анализаторе должен быть применен оптический абсорбционный принцип действия с использованием инфракрасного сенсора, не фокусирующей оптической системы с компенсацией.

Газоанализатор должен обеспечивать измерения в диапазоне от 0 до 100 % НКПР, при этом погрешность измерения не должна превышать $\pm 5\%$.

Газоанализатор предназначен для эксплуатации при температуре окружающей среды от минус 57 до 39°C и относительной влажности воздуха до 95 % при температуре 39 °C.

Корпус газоанализатора должен быть выполнен из нержавеющей стали и соответствовать классу защиты IP67.

Конструктивно прибор должен быть выполнен, либо иметь средства защиты оптической системы, исключающие возможность попадания пыли, брызг, насекомых и др. факторов способных нарушить нормальное функционирование прибора. Должна быть предусмотрена функция подогрева оптической системы.

Газоанализатор должен иметь унифицированный аналоговый токовый выход 4-20мА с совмещенным цифровым протоколом HART с поддержкой интерфейса RS485 с протоколом Modbus RTU. Питание прибора должно осуществляться от источника постоянного напряжения =24В.

Исполнение газоанализатора должно предусматривать возможность проведения калибровки прибора по месту установки без демонтажа и разборки.

В газоанализаторе должны быть предусмотрены функции внутренней диагностики о техническом состоянии прибора, в том числе контроль состояния оптического канала.

Газоанализаторы должны быть сертифицированы на применение во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок вблизи технологического оборудования насосных станций магистральных газо- и нефтепроводов, резервуарных парков, наливных эстакад и т.д., в соответствии со стандартом ГОСТ 30852.13-2002 и другим нормативным документам, регламентирующим применение электрооборудования во взрывоопасных зонах. Газоанализаторы должны быть сертифицированы по SIL 2.

Срок эксплуатации приборов не менее 10 лет.

12.4.2.18 Требования к КИП системы ПАЗ

В составе систем ПАЗ, должны использоваться специализированные датчики с отдельными подключениями к технологическим линиям. Совместное использование этих каналов с датчиками технологических линий не допускается. КИП для системы ПАЗ должны быть сертифицированы по SIL, иметь HART-диагностику и использовать искробезопасный сигнал с возможностью контроля целостности цепи типа NAMUR для дискретных датчиков.

КИП должны подбираться исходя из расчетов контуров защиты в соответствии с требованиями ГОСТ Р МЭК 61508. Каждый контур должен быть независимым и иметь свой расчет наработки на отказ и уровня SIL.

Для всех контуров останова и критических контуров управления необходимо использовать формат сигнала 4-20 мА постоянного тока с прямым двухпроводным соединением.

Для обеспечения возможности сравнения измерений датчики системы ПАЗ должны иметь такой же диапазон измерений, настройки и точности, как и соответствующие технологические датчики.

Приборы для измерения уровня

Для позиций, используемых в СПАЗ дополнительно должны выполняться следующие требования:

- значение времени наработки на отказ (MTBF) должно составлять не менее 15 лет;
- преобразователи должны иметь 10-и летнюю стабильность: не более $\pm 0,2\%$ от верхней границы диапазона измерения сенсорной ячейки прибора;
- преобразователи должны иметь сертификат TUV на соответствие стандарту IEC 61508 (SIS, Safety Instrumented Systems) уровня SIL 2.

Приборы для измерения давления

Для позиций, используемых в СПАЗ дополнительно должны выполняться следующие требования:

- для преобразователей давления значение времени наработки на отказ (MTBF) должно составлять не менее 15 лет;
- преобразователи давления для СПАЗ (SIS) должны иметь 10-и летнюю стабильность: не более $\pm 0,2\%$ от верхней границы диапазона измерения сенсорной ячейки прибора;
- преобразователи давления для СПАЗ должны иметь сертификат TUV на соответствие стандарту IEC 61508 (SIS, Safety Instrumented Systems) уровня SIL 2.

Прибор должен обеспечивать возможность симуляции аппаратных и программных аварийных сигналов.

Приборы для измерения температуры

Для позиций, использующихся в СПАЗ дополнительно должны выполняться следующие требования:

- для преобразователей температуры среднее значение времени наработки на отказ MTBF должно составлять 15 лет;
- преобразователи температуры для критических применений должны иметь высокую стабильность в течение 5-и лет: для RTD не более $\pm 0,25\%$ измеряемого значения или $0,25^\circ\text{C}$. Для термопар $\pm 0,5\%$ измеряемого значения или $0,5^\circ\text{C}$;
- приборы, предназначенные для измерения температуры в СПАЗ должны иметь сертификат TUV на соответствие стандарту IEC 61508 (SIS, Safety Instrumented Systems) уровня SIL 2.

Приборы для измерения степени вибрации, осевого сдвига и пр. систем ВМ и СВД.

Все датчики/приборы/сенсоры должны быть установлены в местах удобных для обслуживания с учетом возможного монтажа/демонтажа.

Прибор должен обеспечивать возможность симуляции аппаратных и программных аварийных сигналов.

12.4.3 Нулевой (полевой) уровень. Требования к регулирующей и отсечной арматуре

12.4.3.1 Общие требования

ЗРА должна выбираться на основании существующих стандартов и пригодности к применению, проверенной на практике, а также при технической поддержке изделий со стороны изготовителя.

Многообразие типов ЗРА, подлежащих установке на различных площадках, должно быть сокращено до возможного минимума, чтобы сократить количество запасных частей и упростить техобслуживание.

Следует использовать ЗРА и принадлежности к ней, характеризующиеся высочайшей надежностью, технической готовностью и простотой обслуживания в местных условиях.

Подключение клапанов к технологическому процессу фланцевое. Допускается использование подключения под приварку по согласованию с Заказчиком.

Поставщик обязан предоставить сведения о средствах защиты от воздействия окружающей среды (корпуса, кожухи, приспособления для электрообогрева) ЗРА, предназначенной для эксплуатации в условиях Восточной Сибири и в необходимых случаях обеспечить поставку ЗРА в комплекте с необходимыми средствами защиты от воздействия окружающей среды.

Вся ЗРА должна быть сертифицирована на соответствие Техническому Регламенту «О безопасности машин и оборудования» или иметь разрешения Ростехнадзора на применение технических устройств на опасных производственных объектах.

Другие формы подтверждения соответствия требованиям безопасности могут быть применимы в соответствии с нормативными актами РФ и ТС, действующими на момент поставки.

ЗРА должна поставляться с руководствами по эксплуатации и монтажу на русском языке, комплектующие должны иметь сертификаты SIL для системы ПАЗ.

Основным методом взрывозащиты электрооборудования ЗРА принять метод «взрывонепроницаемая оболочка» EEx(d). Допустимые методы для удовлетворения требований по опасным зонам перечисляются ниже в порядке их предпочтительности:

- искробезопасная цепь, тип EEx(i);
- повышенной безопасности исполнение, тип EEx(e);
- специальная защита, тип EEx(s).

Вся ЗРА, материалы и способы ее монтажа должны полностью соответствовать требованиям, предъявляемым к зонам взрывоопасности соответствующих категорий, в которых это оборудование размещено.

При установке арматуры на трубопроводы с рабочей средой высокой температуры органы ручного управления арматуры должны иметь теплоизоляцию, обеспечивающую нагрев поверхностей не выше плюс 45°C.

Уровни шума должны соответствовать ГОСТ 12.1.003-83 и не должны превышать 85дБА на расстоянии 1м от клапана. Непостоянный уровень звука может изменяться не более чем на 5дБА в течение восьмичасового рабочего дня (смена).

Для периодических аварийных операций, например, продувки оборудования, допустимый уровень шума может быть увеличен до 110дБА.

12.4.3.2 Регулирующие клапаны

Регулирующие клапаны не должны использоваться в качестве отсечных клапанов, хотя могут автоматически закрываться/отрывать при останове. При необходимости закрытия технологической линии должен быть предусмотрен отдельный отсечной клапан.

Регулирующие клапаны должны соответствовать требованиям ГОСТ 12893-2005. «Клапаны регулирующие односедельные, двух- седельные и клеточные. Общие технические условия». Относительная протечка в затворе клапана по ГОСТ 23866-87 Клапаны регулирующие односедельные, двух- седельные и клеточные. Основные параметры.

Конструкция регулирующих клапанов, которые будут использоваться на наиболее ответственных позициях, должна обеспечить отклик клапана при изменении сигнала контроллера на 0,15-0,2% от полного диапазона. Указанная точность выбрана для минимизации упущенной прибыли (потребление энергоресурсов и отпуск товарной продукции) и повышения стабильной работы контуров СПАЗ, особенно при измерениях значений параметров, близких к критическим. Кроме этого, указанная точность является неотъемлемым атрибутом приборов последнего поколения с серьезной диагностикой, поддерживающих цифровые протоколы, обладающих высокой повторяемостью измерений и стабильностью в течение долгого времени.

Тип характеристики регулирования клапана необходимо выбирать из условия обеспечения максимального качества регулирования. Выбранный тип характеристики должен обеспечиваться конструкцией внутренней части клапана.

Минимальный условный диаметр регулирующих клапанов не может быть меньше чем половина условного диаметра трубопровода за клапаном.

Минимальное и максимальное открытие регулирующего клапана в условиях поддержания заданного расхода должно обеспечивать качественное регулирование процесса. При нормальном расходе регулирующие клапаны должны работать в интервале от 20% до 80% диапазона регулирования.

Регулирующие клапаны на жидкие среды должны выбираться с таким расчетом, чтобы исключить возникновения явлений кавитации и последствий вскипания потока среды. Для применений, где возможно возникновение кавитации и вскипания, должны использоваться специальные конструкции запорного органа и/или проточной части клапана.

Поставщик должен предоставить расчеты размеров и уровня шума клапанов.

Поставщик должен предусмотреть систему локального пассивного/активного обогрева модуля позиционера и запорного органа клапана.

12.4.3.3 Отсечные клапаны

Отсечные клапаны должны соответствовать техническим условиям на классы трубопроводов и пройти испытания на степень герметичности. Класс герметичности клапана системы ПАЗ должен соответствовать стандарту ANSI классы V или VI, или класса A в соответствии с требованиями ГОСТ 54808-2011.

Действия в случае аварии или отказа отсечного клапана должны быть определены на схемах P&ID, технологических схемах, функциональных схемах автоматизации.

Для системы ПАЗ необходимо использовать сертифицированную для данных систем арматуру, имеющую все необходимые Разрешения и Сертификаты.

Для газовых потоков рекомендуется использовать шаровые краны.

Полный назначенный срок службы должен быть не менее 15 лет.

Приводы клапанов должны быть пневматическими (пружинно возвратными, мембранными или поршневыми), электрическими и ручными.

Клапаны системы ПАЗ должны быть оборудованы электромагнитными клапанами, концевыми выключателями, интеллектуальными устройствами диагностики арматуры SIS и кнопками возврата в исходное состояние «Reset». Электромагнитный клапан должен управляться системой ПАЗ.

Устройство SIS должно взаимодействовать с РСУ для проверки работоспособности отсечных клапанов и их комплектующих:

- тест частичного хода без вывода из эксплуатации клапана. Устройство диагностики SIS должно иметь возможность настройки величины и скорости хода арматуры во время теста;

- возможность контроля давления в приводе при тесте соленоидного клапана.

Также должны диагностироваться следующие ошибки и неисправности:

- состояние седла;
- износ перемещающихся частей клапана;
- закусывание (повреждение) клапана;
- проблемы обратной связи;
- протечки воздуха в приводе и трубных соединениях;
- дефекты датчика обратной связи;
- проблемы I/P-преобразователя и реле;
- уменьшение давления питания;
- получение данных о трении в элементах клапана и величине зоны нечувствительности;
- поломка штока;
- снижение усилия\крутящего момента;
- сравнение с заводскими контрольными значениями.

Система управления, по мере возможности, должна крепиться непосредственно на клапан. Там, где это невозможно, система управления устанавливается в непосредственной близости от клапана.

Должна быть предусмотрена возможность передачи диагностической информации от позиционеров, а также блоков концевых выключателей.

12.4.3.4 Позиционеры

Необходимо применять позиционеры «интеллектуального» типа, поддерживающие открытые цифровые протоколы широкого использования, типа Foundation Fieldbus, ProfiBus, DeviceNet, Modbus RTU и т.п.

На неотчетливых, вспомогательных объектах, объектах с минимальным уровнем автоматизации, или там, где это более целесообразно предлагается использование позиционеров с сигналами 4-20 мА/HART.

- Применение интеллектуальных позиционеров, поддерживающих открытые цифровые протоколы, в проекте ИСУБ Куюмбинского НГКМ является обязательным по причине:

- обеспечения двунаправленной помехоустойчивой связи;
- минимизации кабельно-проводниковой продукции;
- обеспечения функций диагностики, удаленного конфигурирования и документирования;
- организации управления на уровне прямого взаимодействия измерительных приборов и исполнительных устройств;
- минимизации оборудования УСО системы управления.

Не допускается применять позиционеры, использующие фирменные (частно фирменные) протоколы.

Позиционер должен иметь модульную, устойчивую к вибрациям конструкцию, встроенные датчики давления воздуха питания и давления воздуха в полости привода, пневматическое реле позиционера не должно быть золотниковой конструкции, позиционер одной и той же конструкции должен иметь возможность работать с приводами одностороннего и двустороннего действия.

Конструкция позиционера должна обеспечивать возможность использования воздуха КИП с размерами частиц до 40 мкм, потребление воздуха в установившемся режиме не должно превышать 0,056 нм³/ч при давлении 1,4 бар.

Позиционер клапана должен действовать достаточно мощно в обоих направлениях, обеспечивая подъем и сброс давления в приводе во избежание ухудшения времени отклика. Расход воздуха подаваемого в полость привода должен быть не менее 10 нм³/час при давлении 1,4 бар.

Манометры, градуированные в кПа, должны быть установлены на входе, выходе и линии питания позиционера.

Помимо функций электро-пнеумопреобразователя и позиционирования, позиционеры должны обладать функциями углубленной диагностики, т.е. передавать по цифровому протоколу информацию о состоянии всей системы в целом - клапан, привод, позиционер без дополнительных внешних устройств.

Должны выполняться следующие тесты и диагностироваться следующие ошибки:

- тест на отклик клапана при многоступенчатом изменении входного сигнала (Ход клапана/время);
- тест на отклик клапана при изменении давления в привод (Ход клапана/давление в привод);
- состояние седла;
- износ перемещающихся частей клапана;
- закусывание (повреждение) клапана;
- проблемы обратной связи;
- протечки воздуха в приводе и трубных соединениях;
- дефекты датчика обратной связи;
- проблемы I/P-преобразователя и реле;
- несоосности в клапане;
- уменьшение давления питания;
- получение данных о трении в элементах клапана и величине зоны нечувствительности;
- сравнение с заводскими контрольными значениями

12.4.3.5 Электромагнитные клапаны

Корпуса электромагнитных клапанов должны быть из нержавеющей стали. Их рабочие элементы должны выполняться из нержавеющей стали с седлом из витона или схожего упругого материала для обеспечения плотного закрытия.

Конструкции электромагнитных клапанов должны быть трехходовыми, иметь прямое электромагнитное управление без пилотного клапана. Электромагнитный клапан должен выбираться с коэффициентом расхода C_v соответствующим его назначению. Количество клапанов выбирается согласно схеме управления, которая указывается в опросном листе.

Электромагнитные клапаны должны обладать функцией автоматического возврата в исходное состояние, срабатывание/возврат непосредственно от СПАЗ.

Электромагнитные клапаны должны быть рассчитаны на 24В постоянного тока и оборудованы диодной защитой.

Электромагнитные клапаны должны иметь степень защиты EEx(d).

На линиях подачи воздуха к электромагнитным клапанам, позиционерам и/или электропневматическим преобразователям должны быть установлены воздушные фильтры-регуляторы мембранного типа с манометром для фильтрации и регулирования давления подачи воздуха КИП.

Воздушные фильтры-регуляторы должны обеспечивать снижение и сброс давления и должны быть снабжены дренажом и регулировочным винтом с блокирующим устройством, например, контргайкой, во избежание нарушения регулировки.

Дистанционная индикация положения (открыто/закрыто) должна производиться посредством без контактного переключателя.

12.4.3.6 Клапаны с поступательным движением штока

В качестве регулирующих клапанов должны выбираться проходные клапаны с поступательным движением штока. Бугель должен быть открытого типа, чтобы обеспечить доступ для обслуживания сальника. Плунжер и седло клапана должны быть съемными. Должно быть обеспечено извлечение всего запорного узла через верх корпуса клапана.

Клапаны должны иметь не сварной, литой или штампованный корпус.

Для обеспечения долговечности и надежности эксплуатации в условиях вскипания или кавитации рекомендуется использовать разгруженный антикавитационный запорный узел с классом герметичности не ниже V и уплотнением «металл по металлу» между седлом и плунжером.

В случае одновременного наличия вскипания (кавитации) и твердых частиц в рабочей среде рекомендуется использовать специальный разгруженный антикавитационный запорный узел (DST) для грязных условий эксплуатации.

Если расчетный уровень шума стандартного регулирующего клапана превышает допустимые пределы, необходимо выбирать регулирующий клапан со специальными малошумными внутренними элементами.

12.4.3.7 Поворотные (дисковые, сегментные, шаровые) клапаны

Поворотные клапаны должны соответствовать классу трубопроводов и применяться в случаях, если использование требуемого размера (обычно вследствие высокого расхода с низким перепадом давления) будет экономически выгодным или если невозможно применение клапана с корпусом вентильного типа.

Для улучшения качества регулирования предпочтительно использовать поворотные клапаны с профилированным V-образным вырезом и сегментированным эксцентриковым затвором, или дисковые клапаны с профилированным эксцентриковым диском.

Поворотные клапаны без профилирования затвора должны быть выбраны таким образом, чтобы работать в диапазоне углов поворота от 15 до 60 градусов.

Клапан должен иметь интегрированный рычажный механизм привода в металлическом защитном кожухе.

Допускается применение поворотных клапанов межфланцевой конструкции.

12.4.3.8 Пневматические приводы

Пневматические приводы регулирующих клапанов должны быть преимущественно мембранного типа. Для клапанов, которые требуют применения сил, превышающих силу мембранных приводов, возможно применение поршневых приводов двойного действия без пружины, снабженных клапанами блокировки и локальным ресивером воздуха КИП, чтобы обеспечить выполнение необходимых действий в случае отсутствия подачи воздуха КИП.

Пневматические приводы отсечной поворотной арматуры (шаровые краны, поворотные заслонки) должны быть поршневого типа с кулисным механизмом.

Приводы арматуры с положением безопасности нормально закрытый (НЗ) и нормально открытый (НО) должны быть преимущественно одностороннего действия с возвратной пружиной.

Приводы арматуры с блокировкой в последнем положении при пропадании питания должны быть двойного действия. При установке такого привода на поворотных заслонках должно обеспечиваться блокирование камер пневмоцилиндра при пропадании пневмопитания.

В качестве ручного дублера поршневых приводов отсечной арматуры могут применяться как механические, так и гидравлические устройства.

Внутренние поверхности пневмоцилиндров поршневых приводов отсечной арматуры должны иметь полимерное покрытие для повышения коррозионной стойкости и снижения износа.

Для пневматических исполнительных механизмов должен использоваться сухой, очищенный от масла и механических примесей воздух. Температура точки росы – на 10К ниже минимальной температуры окружающей среды.

Давление воздуха при температуре в диапазоне от минус 10 °С до плюс 94 °С:

- расчетное – 1200кПа (изб.)
- максимальное – 800кПа
- рабочее – 600кПа
- минимальное – 500кПа

Если иное не указано в техническом задании, в качестве максимального перепада давления $\Delta p_{\text{тах}}$ в технологической линии для выбора привода клапана должно применяться значение максимального давления перед клапаном при полностью закрытом клапане и атмосферном давлении за клапаном.

Приводы клапанов должны иметь размер, обеспечивающий усилие в 1,5 раза превышающее необходимое для функционирования клапана при максимальном перепаде давления $\Delta p_{\text{тах}}$ и подаче воздуха под минимальным давлением.

Приводы должны быть оборудованы индикатором перемещения или положения для местного отображения состояния. Положение должно обозначаться несмываемой маркировкой на двусторонней шкале словами «открыт» и «закрыт» на предельных точках перемещения или однозначными символами, например:

– V – = открыт – V – = закрыт

Клапаны с поршневыми приводами должны быть снабжены регулирующими ограничителями перемещения на конечных точках с обеих сторон. Во избежание самопроизвольного нарушения регулировки, ограничители винтового типа должны оборудоваться блокирующим устройством, например, контргайкой. Конструкция должна быть герметичной, с уплотнительными прокладками.

Если указано в опросных листах, можно использовать маховик, монтируемый сбоку или сверху привода, с устройством механического расцепления для местного привода клапана вручную. Включающие и рычажные механизмы для маховиков на поворотных клапанах должны проектироваться таким образом, чтобы положение клапана не менялось при завинчивании маховика.

Установка привода на клапан не должна создавать избыточную нагрузку на компоновку штока/вала клапана. Все требования по дополнительным средствам поддержки привода должны быть четко указаны.

Приводы клапанов, расположенных на участках с высоким риском возникновения пожара должны оснащаться огнеупорными кожухами или покрытием.

Соединение штока клапана с тягой привода должно быть регулируемым, следует предусмотреть принудительную блокировку регулировки.

Приводы клапанов системы ПАЗ для блоков первой категории взрывоопасности должны перемещаться со скоростью 1 сек на дюйм номинального диаметра, максимум за 12 сек.

Если иное не указано в опросном листе, ресиверы воздуха КИП, поставляемые в случае необходимости вместе с клапаном, должны быть рассчитаны таким образом, чтобы обеспечить достаточное давление подачи воздуха на механизм привода, обеспечивая минимум три перемещения клапана.

12.4.3.9 Электрические приводы

Параметры электропитания:

- переменный ток 380 В/50Гц, 3 фазы и нейтраль (предпочтительно);

- переменный ток 220В/50Гц;
- постоянный ток 24В, поступающий от электропитания КИП.

Приводы должны быть автономными интеллектуальными устройствами, состоящими из электромотора, редуктора, маховика (рукоятки) ручного управления, и электронного блока управления.

Для снижения усилия на маховике (рукоятке) ручного управления, он должен передавать момент на выходной вал привода через понижающую передачу.

Электрический привод должен быть заключен в герметичный корпус и соответствовать классификации опасной зоны. Стандартная степень защиты от пыли и влаги для блоков управления – не менее IP67. Привод должен быть рассчитан на работу в указанных условиях окружающей среды или иметь внутренний электрообогрев или внешние средства теплоизоляции и обогрева.

Корпус привода должен иметь двойное уплотнение со стороны клеммного отсека.

Покрытие корпуса должно быть коррозионностойким (тест в солевом тумане 1000 часов).

Производитель запорного органа ЗРА, должен поставить адаптеры, необходимые для крепления электроприводов на клапаны/задвижки.

Приводы поставляются со встроенными переключателями «МЕСТН.»-«ДИСТАНЦ». Должна обеспечиваться возможность запирать переключатель в выбранном положении навесным замком.

Приводы должны иметь встроенные кнопки для переключения режимов клапана «ОТКРЫТО» - «СТОП» - «ЗАКРЫТО».

Должна быть предусмотрена возможность подключения дополнительного удаленного пульта управления, дублирующего основной местный пульт управления на электронном блоке привода (при установке арматуры в месте с затрудненным доступом). Допустимое расстояние от привода до дополнительного пульта управления должно быть не менее 500м (по кабелю).

При определении параметров электропривода необходимо обеспечить усилие, в 1,5 раза превышающее необходимое для функционирования клапана/задвижки при максимальном перепаде давления Δp_{max} .

Электропривод следует использовать с поддержкой цифрового протокола ModBUS, интерфейс RS485 для получения максимально полного объема диагностических данных.

Должна быть предусмотрена возможность настройки без вскрытия корпуса, как с локального пульта, так и дистанционно, по цифровым протоколам.

Должны быть предусмотрены:

- термозащита двигателя;
- внутренний источник питания для цепей контроля и управления;
- локальный дисплей;
- контроль напряжения;
- измерение положения запорной арматуры (в приводе должен быть применен абсолютный датчик положения, не требующий резервного батарейного питания);
- автоматическая коррекция фаз и защита от потери фаз;
- контроль крутящего момента должен осуществляться на основе измерения механических параметров.

12.4.3.10 Регуляторы прямого действия и пилотного типа

Регуляторы прямого действия могут использоваться для чистых рабочих сред с целью снижения давления, регулирования обратного давления, в том числе как предохранительные клапаны, регулирования перепада давления (например, для снижения давления подачи воздуха КИП для создания газовой подушки в резервуарах хранения, управления, стабилизации, контроля подачи рабочих сред на горелки и в технологических процессах).

Регуляторы давления прямого действия должны иметь точность регулирования $\pm 1\%$ от значения выходного давления при низких, около 0,07 бар значениях уставки и 10...20% при больших значениях регулируемого давления.

Регуляторы пилотного типа должны иметь погрешность регулирования не выше 1%...3% во всем диапазоне.

При возможности использования двух и более пружин регулятора в перекрывающемся диапазоне для повышения точности и качества регулирования необходимо использовать более «мягкую» пружину. При этом регулятор будет выполнять свои функции во всем диапазоне регулирования без ухудшения характеристик.

Размер корпуса регулятора не должен превышать размер магистрали. Присоединительный размер корпуса регулятора должен быть на один-два размера меньше размера магистрали.

При рабочем режиме расход через регулятор должен составлять не менее 5% его максимальной пропускной способности.

Для регуляторов должны быть предусмотрены, при необходимости, средства контроля положения и состояния.

Регуляторы давления должны быть рассчитаны на температуру окружающей среды до минус 57°C. Допускается комплектация регуляторов электрическими термочехлами.

Импульсные линии не должны быть меньшего размера, чем отверстие для их подключения. При управлении системами поддержания/восстановления газовой подушки рекомендуется использовать решения с минимальным количеством подключений.

12.4.4 Первый (контроллерный) уровень

12.4.4.1 Общие требования к контроллерам

Контроллеры должны иметь подтверждение соответствия требованиям Технических регламентов Таможенного Союза:

- ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах";
- ТР ТС 004/2011 "О безопасности низковольтного оборудования";
- ТР ТС 020/2011 "Электромагнитная совместимость технических средств".

Контроллеры должны быть утвержденного типа, иметь сертификат об утверждении типа средств измерений, положительное санитарно-эпидемиологическое заключение Роспотребнадзора, методику поверки, руководство по эксплуатации на русском языке. Алгоритмы вычисления и ПО контроллера должны быть аттестованы в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.654-2009, МИ 2174-91, МИ 2891-2004, МИ 2955-2010;

Контроллеры должны иметь защиту от несанкционированного доступа с целью искажения информации.

Контроллеры системы управления, выполняющие стратегию управления и функции связи, должны иметь:

- высокую эксплуатационную надежность в реальных условиях эксплуатации;
- большую информационную емкость;
- высокое быстродействие, особенно для функций автоматического регулирования и противоаварийной защиты;
- возможность резервирования процессоров, системных блоков питания, модулей ввода/вывода («горячее резервирование»), что обеспечивает замену неисправного контроллера без остановки выполнения стратегии управления, т.е. без остановки производства;

– возможность добавления новых модулей и замены конфигурации в оперативном режиме, без останова технологического процесса, т.е. не отключая питание и не останавливая Систему.

Контроллеры должны обладать способностью «прозрачно» передавать служебную и диагностическую информацию от интеллектуальных полевых приборов и устройств, получаемую по цифровым протоколам к любому узлу сети управления.

Контроллеры должны иметь поддержку протоколов полевых шин HART, Foundation Fieldbus, AS-I, CANOpen, Profibus DP, DeviceNet без применения промежуточных адаптеров или преобразователей.

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

Питание системных модулей, плат ввода/вывода контроллеров, барьеров, реле и полевого оборудования должно осуществляться от резервированных источников 24В.

Должна быть предусмотрена резервированная коммуникационная сеть управления на базе протокола Ethernet TCP/IP, связывающая все контроллеры между собой и с рабочими станциями.

Для сети управления должны применяться коммутаторы Ethernet промышленного исполнения.

Для всех подсистем должны быть применены контроллеры одной платформы одного производителя.

Контроллеры должны выполнять присвоение меток времени алармам и активацию сигналов тревоги.

Технические средства контроллерного уровня должны располагаться в шкафах ИСУБ совместно с элементами автоматики и электропитания, реализующими их функции. Шкафы должны представлять собой законченные изделия с выполненным внутренним монтажом, готовыми для подключения внешних кабелей.

С учетом того, что Система будет применяться для объектов, на которых возможны изменения конфигурации технологического процесса, к примеру изменение раскустовки скважин и/или перевод фонда скважин из добывающего в нагнетательный, запуск площадочных объектов подготовки нефти и газа в несколько фаз и/или этапов, в приоритетном порядке должны быть предложены и рассмотрены варианты Систем, обеспечивающие:

- минимизацию изменений в проектной документации;
- сокращение сроков сборки шкафов;
- сокращение сроков ПНР;
- сокращение сроков внедрения всего комплекса работ по ИСУБ в целом.

Коммуникационные модули должны быть подключены к резервированной сети управления с помощью ВОЛС или медных кабелей, что позволяет размещать удаленные подсистемы ввода/вывода непосредственно на объекте, рядом с местом установки полевых приборов.

12.4.4.2 Требования к контроллерам PCSU

Требования к техническим характеристикам:

- многозадачная операционная система реального времени;
- время выполнения операции (цикла) – не более 100 мсек;
- поддержка арифметики с плавающей запятой;
- оперативная память процессора – не менее 4 Мбайт;
- наличие энергонезависимой памяти контроллера;
- поддержка не менее 3 языков программирования стандарта МЭК61131-3;
- возможность написания драйверов для последовательно подключаемых устройств;

- наличие и возможность наращивания за счет установки дополнительных коммуникационных модулей последовательных портов RS-485 и RS-232;
- наличие внутренних часов реального времени, с возможностью синхронизации с источником эталонного времени;
- количество каналов ввода/вывода – не менее 512 с возможностью расширения;
- наличие стандартных библиотек алгоритмов управления, в т.ч. ПИД-регулятора;
- оперативное изменение режима работы контура регулирования по команде оператора (Ручной, Автоматический, Каскадный) при условии безударного перехода;
- наличие библиотек расширенного управления ;
- модули аналогового ввода/вывода с поддержкой HART;
- возможность удаленного доступа;
- восстановление обмена информацией при обрывах связи без программирования;
- возможность «горячей» замены модулей ввода/вывода;
- возможность 100% резервирования процессора, блоков питания, модулей ввода/вывода и промышленной сети контроллера;
- возможность добавления модулей без остановки выполнения программы контроллера.

Требования к конструкции:

- исполнение – в виде шасси. Шасси – слотовая модульная шина;
- съемные клеммники для подключения внешних проводов.

Требования к исполнению:

- рабочий диапазон температуры окружающего воздуха при эксплуатации – от 0 до 60°C (рекомендуется от минус 40 до 60°C);
- относительная влажность окружающего воздуха – 5-95%;
- степень защиты – IP 20.

Требования к электропитанию:

- внешнее питание – 12/24В DC/220В AC;
- устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю – 10 В/м;
- напряжение питания входных/выходных сигналов – 24В, 220В;
- время поддержания энергонезависимой памяти – не менее 1 года;
- защита блока питания от перегрузки и наличие предохранителя.

Требования к функциональным характеристикам:

- наличие в номенклатуре модулей для подключения цифровых полевых шин стандарта IEC 61158 (Foundation Fieldbus, Profibus), а также AS-I, CANOpen, DeviceNet;
- встроенная диагностика полевых КИП и исполнительных механизмов при использовании полевых шин;
- количество портов Ethernet – не менее 2;
- наличие индикаторов состояния;
- среднее время восстановления – не более 2 часов (без учета времени вызова специалиста, доставки и замены неисправного оборудования);
- возможность автоматической выгрузки пользовательской программы из резервного модуля памяти при сбое основной памяти контроллера и автоматический запуск пользовательской программы;
- автоматическое восстановление работоспособности контроллера после пропадания питания;
- защита пользовательской программы в контроллере от несанкционированного доступа паролем или аппаратной перемычкой/ключом;
- возможность программирования состояния выходных цифровых и аналоговых сигналов при перезагрузке программы контроллера;

- наличие самодиагностики процессора, модулей ввода/вывода и коммуникационных модулей с визуальным отображением тестового контроля на светодиодах соответствующих модулей;
- установка дискретных входов в заданные состояния;
- диагностика NAMUR;
- возможность аппаратного контроля наличия напряжения питания нагрузки дискретных выходных модулей;
- возможность аппаратного контроля короткого замыкания и обрыва в цепи нагрузки дискретных выходных модулей;
- установка аналоговых входов в заданные состояния;
- защита аналоговых входов от неправильной полярности напряжения;
- наличие встроенных программных средств самодиагностики исправности модулей ввода/вывода на короткое замыкание и обрыв цепей;
- самоадресация, автоматическое обнаружение ввода/вывода (рекомендуемое требование);
- по объёму памяти в каждом контроллере должен быть предусмотрен резерв не менее 30%.

12.4.4.3 Требования к контроллерам системы ПАЗ

Для технологических блоков I и II категории взрывоопасности требуется дублирование систем контроля параметров, наличия систем самодиагностики с индикацией рабочего состояния, с сопоставлением значений технологически связанных параметров.

Для технологических блоков I категории взрывоопасности контроль за параметрами, определяющими взрывоопасность должен осуществляется не менее чем от двух независимых датчиков с отдельными точками отбора. Проектировщиком должны быть определены параметры, для которых необходимо применение резервированных входов.

Контроллеры системы ПАЗ должны быть разработаны в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61508-2012, их характеристики безопасности должны быть сертифицированы для применения в контурах безопасности с уровнем не ниже SIL2 в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61508-2012.

Требования к техническим характеристикам:

- многозадачная операционная система реального времени;
- наличие функций расширенной диагностики;
- время выполнения операции (цикла) – не более 250 мсек.;
- наличие энергонезависимой памяти контроллера;
- поддержка не менее 3 языков программирования стандарта МЭК61131-3;
- наличие расширенной библиотеки программных блоков и модулей;
- наличие внутренних часов реального времени, с возможностью синхронизации с источником эталонного времени;
- разрешающая способность модуля аналогового ввода/вывода – 16 бит;
- каналы/модули аналогового ввода/вывода с поддержкой HART;
- восстановление обмена информацией при обрывах связи без программирования;
- возможность «горячей» замены модулей подсистемы ввода/вывода;
- возможность 100% резервирования процессора, блоков питания, модулей ввода/вывода и промышленной сети контроллера;
- возможность добавления новых каналов/модулей без остановки выполнения программы контроллера.

Требования к конструкции:

- исполнение – в виде шасси или наборных слотов;
- съёмные клеммники для подключения внешних проводов.

Требования к исполнению:

- рабочий диапазон температуры окружающего воздуха при эксплуатации – от 0 до 60°C, при этом, для обеспечения аварийной работы рекомендуется от минус 40 до 60°C;
- относительная влажность окружающего воздуха – 5-95%;
- степень защиты – IP 20.

Требования к электропитанию:

- выделенное внешнее питание – 24В DC/220В AC;
- устойчивость к радиочастотному электромагнитному полю – 10 В/м.;
- напряжение питания входных/выходных сигналов – 12/24В;
- защита блока питания от перегрузки и наличие предохранителя.

Требования к функциональным характеристикам:

- встроенная диагностика полевых КИП и исполнительных механизмов с использованием полевой шины HART;
- наличие индикаторов состояния входных и выходных сигналов;
- среднее время восстановления – не более 2 часов (без учета времени вызова специалиста, доставки и замены неисправного оборудования);
- возможность автоматической выгрузки пользовательской программы из резервного модуля памяти при сбое основной памяти контроллера и автоматический запуск пользовательской программы;
- автоматическое восстановление работоспособности контроллера после пропадания питания;
- защита пользовательской программы в контроллере от несанкционированного доступа;
- наличие самодиагностики процессора, модулей ввода/вывода и коммуникационных модулей с визуальным отображением тестового контроля на светодиодах соответствующих модулей;
- установка дискретных входов в заданные состояния;
- поддержка датчиков и стандартов NAMUR;
- возможность аппаратного контроля наличия напряжения питания нагрузки дискретных выходных модулей;
- возможность аппаратного контроля короткого замыкания и обрыва в цепи нагрузки дискретных выходных модулей;
- установка аналоговых входов в заданные состояния;
- защита аналоговых входов от неправильной полярности напряжения;
- наличие встроенных программных средств самодиагностики исправности модулей ввода/вывода на короткое замыкание и обрыв цепей;
- связь между контроллерами и шасси с модулями ввода-вывода должна осуществляться по резервированной выделенной шине обмена данных.

12.4.4.4 Требования к контроллерам СТМТребования к техническим характеристикам:

- многозадачная операционная система реального времени;
- время выполнения операции (цикла) – не более 100 мсек.;
- оперативная память процессора – не менее 1 Мбайт;
- поддержка не менее 3 языков программирования;
- возможность написания драйверов для последовательно подключаемых устройств;
- наличие последовательных портов RS-485, RS-232, Ethernet;
- наличие стандартных библиотек, в т.ч. ПИД-регулятора;
- модули аналогового ввода/вывода с поддержкой HART;
- наличие программной поддержки для связи со SCADA-системой;

- возможность удаленного доступа, перепрограммирования контроллера по каналам связи;
- восстановление обмена информацией при обрывах связи без программирования.

Требования к конструкции:

- исполнение – в виде шасси или наборных слотов;
- съемные клеммники для подключения внешних проводов.

Требования к исполнению:

- рабочий диапазон температуры окружающего воздуха при нормальной эксплуатации – от минус 40 до 60°C;
- относительная влажность окружающего воздуха – 5-95%;
- степень защиты – IP 20.

Требования к электропитанию:

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

Требования к функциональным характеристикам:

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

12.4.4.5 Требования к вычислителям расхода

Панельного монтажа:

- поддержка вычисления не менее 10 измерительных линий одновременно;
- вычисление расхода газовых сред, жидких углеводородов по ГОСТ;
- наличие встроенных портов Ethernet, RS232, RS485;
- возможность конфигурирования с ПК через порт Ethernet, RS232, RS485;
- наличие аттестованного ПО с возможностью выполнения расчета объема газа по МР-118, МР-180, Ага-8, ВНИИЦСМВ с возможностью корректировки компонентного состава газа;
- отсутствие требований к низкоомному заземлению;

- возможность удалённого подключения к контроллеру для просмотра архива и диагностических данных, а также для осуществления дистанционной настройки;
- ведение и хранение в памяти контроллера месячных, недельных, суточных и часовых отчетов по каждой линии. Ведение и хранение журналов тревог;
- возможность локального управления периферийными устройствами и ПИД-регулирования;
- возможность работы с интеллектуальными кориолисовым и ультразвуковыми расходомерами;
- возможность работы с пружером/ТПУ;
- поддержка протоколов HART, Modbus;
- модульная структура контроллера;
- наличие встроенного дисплея;
- наличие встроенной клавиатуры;
- возможность осуществления горячего резервирования;
- рабочий диапазон температур от минус 10 до 60°C;
- поддержка авторизованного доступа (логин, пароль).

Полевого монтажа:

- поддержка вычисления не менее 4 измерительных линий одновременно;
- вычисление расхода газовых сред по ГОСТ 30319.0, 1, 2, 3 -96, ГОСТ 8.586.1, 2, 4, 5 -2005;
- возможность вычисления ПНГ по ГСССД МР-113;
- наличие портов Ethernet, RS232, RS485;
- возможность удалённого подключения к контроллеру;
- ведение архивов с настраиваемой глубиной хранения;
- возможность локального управления периферийными устройствами и ПИД-регулирования;
- поддержка протоколов HART, Modbus;
- модульная структура контроллера;
- наличие дисплея;
- рабочий диапазон температур от минус 40 до 60°C;
- поддержка авторизованного доступа (логин, пароль).

12.4.5 Второй (системный) уровень

12.4.5.1 Требования к станциям серверного класса

Применение компьютеров серверного класса определяется объемом Системы (размер БД и объем архивной информации).

Каждая станция должна иметь характеристики производительности, достаточные для выполнения соответствующих функций по управлению, архивированию и визуализации данных технологического процесса. Программное обеспечение, устанавливаемое на рабочие станции, должно работать под управлением операционных систем Windows 8, Windows 8.1, Windows 10 и Windows Server 2013, Windows Server 2015.

Технические и функциональные возможности серверов должны отвечать следующим основным требованиям:

- непрерывная круглосуточная готовность к функционированию;
- соответствие аппаратных характеристик поставленным задачам;
- масштабируемость аппаратных и, как следствие, функциональных характеристик;
- гарантированная способность к оперативному реагированию на запросы;
- успешный опыт применения конструктивных и технологических решений, их апробация широким рынком пользователей;

– соответствие принципам RAS, т.е. надежность, доступность и удобство обслуживания.

Серверные станции, используемые в Системе, должны быть унифицированы (типы процессоров, шин, внешних устройств и т.п.) с целью удобства их сопровождения.

Все серверы должны иметь исполнение для монтажа в 19" стойку и монтироваться в отдельный (серверный) шкаф с принудительной вентиляцией, со встроенным KVM, выдвижным монитором и клавиатурой.

Основные характеристики типового сервера ИСУБ должны быть предварительно согласованы с Заказчиком и Генеральной проектной организацией с учетом технологии виртуализации (согласованной с Вендором).

12.4.5.2 Требования к рабочим станциям оператора

Рабочие станции, используемые в Системе, должны быть унифицированы (типы процессоров, шин, внешних устройств и т.п.) с целью удобства их сопровождения.

Основные рекомендованные характеристики рабочей станции:

Все системные блоки АРМ должны монтироваться в отдельный шкаф (шкаф АРМ) с принудительной вентиляцией.

Все АРМ должны иметь:

- для каждого АРМ оператора - два ЖК монитора диагональю не менее 24";
- для АРМ инженера - один LED монитор диагональю не менее 22";
- клавиатуру;
- мышь;
- звуковые колонки.

Для удалённого подключения мониторов, клавиатур, мышей и звуковых колонок к системным блокам АРМ применить KVM удлинители.

В случае вычисления на АРМ показателей количества и качества – вычислительные алгоритмы должны быть аттестованы.

Для печати отчетов, распечатки твердых копий экранов и т.д. должны быть предусмотрены сетевые лазерные принтеры, поддерживающие форматы А4 и А3.

12.4.6 Требования к электропитанию

Электроснабжение ИСУБ должно соответствовать требованиям ПУЭ и использовать подключение к сети электропитания по схеме "звезда" и к общей сети заземления.

Должно обеспечиваться однофазное напряжение в диапазоне от 198 до 264 вольт при частоте 50 ± 2 Гц.

Должны быть обеспечены два силовых ввода (фидера), подающих питание от отдельных электроподстанций через систему автоматического включения резерва - АВР. Тип входной цепи: Однофазный 3-хпроводный фидер (L+N+PE) по схеме TNS по ГОСТ Р 50571.2-94.

Источник питания и его распределительная сеть должны быть рассчитаны так, чтобы выдерживать начальные пусковые токи длительностью до 10 циклов и при этом поддерживать входное напряжение в соответствии с требованиями данного пункта.

Необходимо использовать источники бесперебойного питания с двойным преобразованием энергии активного типа с режимом работы «на линии» (on-line) с возможностью использования дополнительных батарейных модулей для дальнейшего увеличения мощности.

Срок службы аккумуляторных батарей должен быть не менее 5 лет. ИБП должен обеспечивать защиту питания с масштабируемым рабочим циклом для промышленных приложений, автоматическим контролем критических производственных процессов.

Источник бесперебойного питания в случае пропадания напряжения должен обеспечивать работоспособность системы управления в течении, как минимум, 120 минут. Дублирование ИБП не требуется.

В шкафах ИБП должно быть предусмотрено устройство автоматического безударного переключения. ИБП, обеспечивающие централизованное питание ИСУБ (два и более шкафа ИСУБ), помимо внутреннего байпаса должны иметь внешний байпас для технического обслуживания, обеспечивающий полное отключение ИБП.

ИБП должны иметь возможность передачи сигналов состояния (неисправность, работа от батареи, батарея разряжена и др.) в РСУ одним из следующих способов:

- посредством интерфейса Ethernet с протоколом SNMP;
- посредством релейных диагностических выходных сигналов.

Необходимо обеспечить защиту цепей питания от коротких замыканий и полную селективность в цепи питания ИСУБ.

Перерыв в электропитании КТС ИСУБ не должен превышать 20мс.

Для каждого шкафа с контроллерами или группы шкафов предусмотреть отдельный ИБП. ИБП для шкафов с контроллерами предпочтительно смонтировать в отдельные шкафы. Шкафы ИБП должны быть преимущественно одного производителя – преимущественно линейки ЕАТОН. Тип ИБП должен быть согласован с Заказчиком, Генеральной проектной организацией, Вендором.

13 Требования к метрологическому обеспечению

13.1 Общие требования к измерениям

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, предусмотренной законодательством Российской Федерации об обеспечении единства измерений, в том числе при выполнении работ и оказании услуг по обеспечению единства измерений выполняются в соответствии с требованиями Федерального закона РФ «Об обеспечении единства измерений» от 26.06.2008г. № 102-ФЗ (редакция от 19.01.2015г.).

В соответствии с главой 3 ФЗ от 26.06.2008г. № 102-ФЗ, к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений относятся следующие измерения системы:

- влияющие на обеспечение безопасных условий и охраны труда при выполнении эксплуатационным персоналом работы на технологическом объекте;
- влияющие на промышленную безопасность функционирования технологического объекта;
- используемые при осуществлении деятельности в области охраны окружающей среды;
- используемые при проведении взаиморасчетов Компании с покупателями и/или поставщиками их продукции, ресурсов или услуг;
- используемые при выполнении государственных учетных операций и учете количества энергетических ресурсов;
- используемые при оценке соответствия промышленной продукции Компании требованиям, установленным в законодательстве РФ, требованиям российских и применимых международных стандартов, отраслевым документам и ЛНД в части обеспечения единства измерений, и определяющими количество нефти и/или нефтяного газа, извлекаемых из недр на территории Российской Федерации.

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 Постановлением Правительства Российской Федерации от 31 октября 2009 г. № 879 «Об утверждении Положения о единицах величин, допускаемых к применению в Российской Федерации».

13.1.1 Требования к средствам и системам измерений

Все применяемые СИ должны быть утвержденного типа, допущены к применению на территории РФ, внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений и должны иметь действующий сертификат об утверждении типа (свидетельство) с описанием типа.

Все СИ должны иметь эксплуатационную документацию на русском языке, паспорт, методику поверки, разрешительные документы (сертификат (декларацию) соответствия требованиям технических регламентов о безопасности, разрешение Ростехнадзора (выданное до 01.01.2014г.) и документы, подтверждающие, что СИ прошли первичную поверку при выпуске из производства.

Все электрооборудование, используемое во взрывоопасных зонах, должно соответствовать требованиям Закона РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов» и «Правил устройства электроустановок».

Все оборудование, применяемое в системах пожарной сигнализации, должно иметь сертификаты пожарной безопасности и сертификаты соответствия, выданные Государственной противопожарной службой МВД России.

Все средства измерений, выпускаемые из производства и используемые в сфере государственного регулирования в соответствии с требованиями Федерального закона от 26.06.2008г. № 102-ФЗ должны быть поверены.

Поверка средств измерений проводится в порядке, установленном правилами ПР 50.2.006-96 аккредитованными на данный вид деятельности организациями.

Средства измерений (СИ), 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 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.

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.

При проектировании систем измерений следует руководствоваться требованиями следующих НТД:

- количества и показателей качества нефти и нефти сырой - ГОСТ Р 8.595-2004, МИ 2825-2003, ГОСТ Р 8.615-2005, «Рекомендации № 69;
- свободного, попутного нефтяного, природного газа – ГОСТ Р 8.615, ГОСТ Р 8.740-2011, ГОСТ Р 8.741-2011, ГОСТ Р 8.733-2011, ГОСТ Р 8.611-2013,
- требованиями других нормативных документов в области обеспечения единства измерений и локальных нормативных документов.

Системы измерений, используемые в сфере государственного регулирования должны пройти испытания с целью утверждения типа, с последующей выдачей свидетельства об утверждении типа и внесении в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений в соответствии с ПР 50.2.104-09, ПР 50.2.105-09, ПР 50.2.106-09, ПР 50.2.107-09.

Алгоритмы, программное обеспечение СИ, Системы, связанные с обработкой измерительной информации, должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 8.654-2009. и аттестованы в соответствии с МИ 2174-91, МИ 2891-2004, МИ 2955-2010.

13.1.2 Метрологическое обеспечение измерительных каналов и системы в целом

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» (редакция от 19.01.2015).

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 22.2.04-94 и ГОСТ Р 22.2.05-94, ГОСТ 8.586.1-2005, ГОСТ 8.586.2-2005, ГОСТ 8.586. 4-2005, ГОСТ 8.586.5 для каждого ИК. Нормирование МХ ИК должно быть обеспечено расчетом характеристик погрешности

измерений ИК в рабочих условиях эксплуатации, контролем при испытаниях и поверке (калибровке) ИК на соответствие нормированным МХ.

Комплекс МХ ИК, как минимум, должен содержать:

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

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

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

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

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

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

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

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

Перед приемкой Системы в промышленную эксплуатацию метрологические характеристики ее ИК, относящихся к сфере государственного регулирования, должны быть подтверждены поверкой, проводимой в порядке, установленном Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии (Росстандартом).

13.1.3 Требования к проектной документации

В проектной документации предусмотреть разработку раздела «Метрологическое обеспечение».

В разделе указать следующее:

- номенклатуру параметров, подлежащих измерению и контролю в составе проектирования;
- перечень, назначение, типы и основные технические и метрологические характеристики применяемых средств измерений;
- компоновку измерительных каналов (измерительные преобразователи, линии связи, вторичные преобразователи и т. п.);
- номенклатура ИК всех измеряемых параметров (подлежащих поверке, калибровке, индикаторных);
- численные значения допускаемых погрешностей результатов измерений;
- 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.

14 Объем поставки

Данный раздел служит для определения объема поставки ИСУБ в целях предоставления одинаковых условий для всех участников тендера. Каждый из потенциальных Поставщиков должен дать ценовую оценку данного объема оборудования и ПО.

Впоследствии, при проектировании ИСУБ данный объем поставки, вероятно, будет скорректирован.

14.1 КИПиА

Информация по количеству КИПиА получена на основании следующего расчета:

- считаем, что все аналоговые входные сигналы – это датчики параметров технологического процесса по категориям: расход, уровень, давление, температура;
- считаем, что все аналоговые выходные сигналы – это сигналы управления регулирующими клапанами;
- по предварительным материалам, приведенным в документе «Концептуальный проект 0328-ОИ» ОАО ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ, определено количество КИП и регулирующих клапанов по типам;
- полученное количество было скорректировано (увеличено), используя повышающие коэффициенты, до величин соответствия количества КИПиА количеству сигналов ввода-вывода.

Результат данного расчета приведен в таблице 14.

Поставщики должны предоставить ценовую и техническую информацию по данному количеству и типам КИПиА. Для однотипности предлагаемого КИПиА следует ориентироваться на опросные листы, указанные в соответствующей колонке таблицы.

Данный подход ни в коей мере не определяет проектное решение, а служит лишь для предоставления всем потенциальным поставщикам ИСУБ одинаковых исходных данных и позволяет сформировать некую усредненную бюджетную оценку оборудования в части КИПиА.

Таблица 14

Тип прибора	Количество		Примечание
	Для РСУ, ПЛК, СТМ	Для СПАЗ	
Приборы для измерения параметров потока			
Многофазная измерительная система по дебиту скважин (нефть, вода, газ)	146		В соответствии с требованиями в тексте ТТ
Дифференциальные расходомеры	81		
Массовые расходомеры	50		
Приборы для измерения уровня			
Радарные, волноводные	140	56	
Радарные, радиолокатор с направляемой волной	162	89	
Ультразвуковые, для измерения МФУ	302	92	
Ультразвуковые, для измерения ПУ	65	33	

Приборы для измерения давления			
Манометры давления	9267	3959	
Дифференциальные манометры	177	99	
Приборы для измерения температуры			
RTD	3801	90	
Регулирующие клапаны			
«Типовой» клапан на среде «Нефть»	40		
«Типовой» клапан на среде «Технологический газ»	36		
«Типовой» клапан на среде «Пластовая вода»	28		
«Типовой» клапан на среде «Конденсат»	36		

14.2 «Верхний» уровень ИСУБ

В таблице 15 приведён состав оборудования верхнего уровня.

Таблица 15

Оборудование	Ед.изм.	Кол-во	Примечание
1. Промысел			
1.1. Кустовые площадки (146 шт. – 146 000 сигналов)			
УСО РСУ совместное с СПАЗ кустовой площадки	шт.	146	
УСО АСПС и АСПТ	шт.	146	
Коммуникационное оборудование. Активное и пассивное	компл.	146	
Система бесперебойного питания оборудования ИСУБ	компл.	146	
Электротехнические шкафы	компл.	146	
Кабельная продукция для прокладки внешних цепей/wireless система	компл.	146	
1.2. Промысловые трубопроводы. Крановые узлы и узлы пуска-приема ОУ (98 шт. – 19 600 сигналов)			
УСО промысловой телемеханики	шт.	98	
УСО АСПС и АСПТ	шт.	98	
Коммуникационное оборудование. Активное и пассивное	компл.	98	
Электротехнические шкафы	шт.	98	
Кабельная продукция для прокладки внешних цепей	компл.	98	
1.3. Установка предварительного сброса воды (1 шт. - 6 000 сигналов)			
РСУ	шт.	1	
СПАЗ	шт.	1	
АСПСКЗиПТ	шт.	1	
Коммуникационное оборудование. Активное и пассивное	компл.	2	
ПК в промышленном исполнении. АРМ оператора	шт.	2	Снабжается двумя ЖК мониторами

Оборудование	Ед.изм.	Кол-во	Примечание
Сервер в промышленном исполнении. Распределенный узел сбора данных СУТИ	шт.	2	
Система бесперебойного питания оборудования ИСУБ	компл.	2	
Электротехнические шкафы	компл.	2	
Кабельная продукция для прокладки внешних цепей	компл.	2	
1.4. Центральный пункт сбора (ЦПС) (1 шт. – 16 000 сигналов)			
1.4.1. УПН с резервуарным парком (1 шт. – 3 500 сигналов)			
PCY	шт.	1	
СПАЗ	шт.	1	
АСПСЗиПТ	шт.	1	
Коммуникационное оборудование. Активное и пассивное	компл.	1	
Матричная панель СПАЗ	шт.	1	
Сервер в промышленном исполнении. Сетевой шлюз	шт.	1	
Сервер в промышленном исполнении. Распределенный узел сбора данных СУТИ	шт.	1	
ПК в промышленном исполнении. АРМ оператора	шт.	1	Снабжается двумя ЖК мониторами
ПК в промышленном исполнении. АРМ оператора	шт.	1	Снабжается одним ЖК монитором
Система бесперебойного питания оборудования ИСУБ	компл.	1	
Электротехнические шкафы	компл.	1	
Кабельная продукция для прокладки внешних цепей	компл.	1	
1.4.2. БКНС с водоподготовкой (1шт. – 2 500 сигналов)			
PCY	шт.	1	
АСПС и АСПТ	шт.	1	
Коммуникационное оборудование. Активное и пассивное	компл.	1	
ПК в промышленном исполнении. АРМ оператора	шт.	1	Снабжается двумя ЖК мониторами
Система бесперебойного питания оборудования ИСУБ	компл.	1	
Электротехнические шкафы	компл.	1	
Кабельная продукция для прокладки внешних цепей	компл.	1	
1.4.3. ПСП с СИКН (1 шт. – 2 500 сигналов)			
PCY	шт.	1	
СПАЗ	шт.	1	
АСПСЗиПТ	шт.	1	
Коммуникационное оборудование. Активное и пассивное	компл.	1	
ПК в промышленном исполнении. АРМ оператора	шт.	1	Снабжается двумя ЖК мониторами

Оборудование	Ед.изм.	Кол-во	Примечание
Система бесперебойного питания оборудования ИСУБ	компл.	1	
Электротехнические шкафы	компл.	1	
Кабельная продукция для прокладки внешних цепей	компл.	1	
1.4.4. ГКС НД (1 шт. – 3 000 сигналов)			
РСУ	шт.	1	
СПАЗ	шт.	1	
АСПСКЗиПТ	шт.	1	
Матричная панель СПАЗ	шт.	1	
Коммуникационное оборудование. Активное и пассивное	компл.	1	
ПК в промышленном исполнении. АРМ оператора	шт.	1	Снабжается двумя ЖК мониторами
Система бесперебойного питания оборудования ИСУБ	компл.	1	
Электротехнические шкафы	компл.	1	
Кабельная продукция для прокладки внешних цепей	компл.	1	
1.4.5. УПГ (1 шт. – 1 500 сигналов)			
РСУ	шт.	1	
СПАЗ	шт.	1	
АСПСКЗиПТ	шт.	1	
Матричная панель СПАЗ	шт.	1	
Коммуникационное оборудование. Активное и пассивное	компл.	1	
ПК в промышленном исполнении. АРМ оператора	шт.	1	Снабжается двумя ЖК мониторами
Система бесперебойного питания оборудования ИСУБ	компл.	1	
Электротехнические шкафы	компл.	1	
Кабельная продукция для прокладки внешних цепей	компл.	1	
1.4.6. ГТЭС (1 шт. – 3 000 сигналов)			
РСУ	шт.	1	
СПАЗ	шт.	1	
АСПСКЗиПТ	шт.	1	
Матричная панель СПАЗ	шт.	1	
Коммуникационное оборудование. Активное и пассивное	компл.	1	
ПК в промышленном исполнении. АРМ оператора	шт.	1	Снабжается двумя ЖК мониторами
Система бесперебойного питания оборудования ИСУБ	компл.	1	
Электротехнические шкафы	компл.	1	
Кабельная продукция для прокладки внешних цепей	компл.	1	
1.4.7. Тренажер Оператора Ситуационного центра промысла			
Сервер. Симулятор процесса	шт.	1	

Оборудование	Ед.изм.	Кол-во	Примечание
ПК. Рабочее место инструктора	шт.	1	
ПК. Рабочее место обучаемого	шт.	4	Снабжается двумя ЖК мониторами
1.5. Кусты газовых скважин (3 шт. – 3 000 сигналов)			
УСО РСУ совместное с СПАЗ кустовой площадки	шт.	3	
УСО АСПС и АСПТ	шт.	3	
Коммуникационное оборудование. Активное и пассивное	компл.	3	
Система бесперебойного питания оборудования ИСУБ	компл.	3	
Электротехнические шкафы	компл.	3	
Кабельная продукция для прокладки внешних цепей/wireless система	компл.	3	
1.6. ОБП (1 шт. – 1 100 сигналов)			
РСУ	шт.	1	
АСПС и АСПТ	шт.	1	
Коммуникационное оборудование. Активное и пассивное	компл.	1	
ПК в промышленном исполнении. АРМ оператора	шт.	1	Снабжается двумя ЖК мониторами
Система бесперебойного питания оборудования ИСУБ	компл.	1	
Электротехнические шкафы	компл.	1	
Кабельная продукция для прокладки внешних цепей	компл.	1	
1.7. ЛЧМГ (1 шт. – 5 000 сигналов)			
РСУ	шт.	1	
СПАЗ	шт.	1	
Система АСПС и АСПТ	шт.	1	
Коммуникационное оборудование. Активное и пассивное	компл.	1	
Матричная панель СПАЗ	шт.	1	
Сервер в промышленном исполнении. Сетевой шлюз	шт.	1	
Сервер в промышленном исполнении. Распределенный узел сбора данных КИУС	шт.	1	
ПК в промышленном исполнении. АРМ оператора	шт.	1	Снабжается двумя ЖК мониторами
ПК в промышленном исполнении. АРМ оператора	шт.	1	Снабжается одним ЖК монитором
Система бесперебойного питания оборудования АСУБ	компл.	1	
Электротехнические шкафы	компл.	1	
Кабельная продукция для прокладки внешних цепей	компл.	1	

Общие замечания:

– электротехнические шкафы поставляются в количестве, достаточном для размещения всех аппаратных компонентов с соблюдением необходимого резерва. Шкафы

поставляются полностью смонтированными со всеми необходимыми устройствами (средства защиты по линиям питания и цепям ввода-вывода, источники вторичного электропитания, нормирующие преобразователи и барьеры искрозащиты, реле, клеммы) и монтажными материалами;

– аппаратные компоненты должны быть укомплектованы всем необходимым системным ПО для обеспечения их функциональности.

15 Требования к масштабированию и модернизации системы

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

Расширение функций и масштабирование ИСУБ 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 шкафов системы управления, где это необходимо, для расширения системы в результате полного развития месторождения;
- резервные каналы ввода/вывода и лицензии в объеме не менее 20% для каждого типа сигналов;
- система должна допускать поэтапный ввод ИСУБ по установкам;
- резерв информативных характеристик (например, производительность, объем жесткого диска) не менее 40%.

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

При разработке программного обеспечения Поставщик системы должен предусмотреть создание типовых шаблонов основных технологических площадок (например, скважина, куст скважин и т.п.) для последующей возможности быстрой интеграции новых площадок/технологических линий/оборудования в ИСУБ собственными силами Заказчика.

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

ИСУБ должна быть построена с учетом возможности интеграции дополнительных локальных систем управления блочно-комплектного оборудования.

Во всех шкафах и панелях, шасси контроллеров системы ИСУБ необходимо предусматривать не менее 15 % свободно места для размещения дополнительного оборудования.

16 Состав и содержание работ по созданию системы

Процесс создания Системы должен соответствовать нормам ГОСТ 34.601-90 «Автоматизированные системы. Стадии создания». Поставщик Системы выполняет создание Системы по согласованным Заказчиком этапам. В случае привлечения сторонних организаций Поставщик уведомляет об этом Заказчика.

При проведении работ Изготовитель Поставщик разрабатывает документацию в соответствии с нормами ГОСТ 34.201-89 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Виды, комплектность и обозначения

документов при создании информационных систем», а также предоставляет на рассмотрение и согласование Заказчику.

Вид и порядок проведения экспертизы технической документации, программу и перечень работ утверждает Заказчик Системы.

17 Порядок контроля и приемки системы

Ввод в действие разрабатываемой ИСУБ должен осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ 34.601-90 ЕСС АСУ «Автоматизированные системы. Стадии создания» и ГОСТ 34.602-92 «Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем».

Поставщик ИСУБ должен разработать и представить, на начальном этапе разработки ИСУБ, график доступа Заказчика для освидетельствования хода работ по созданию ИСУБ.

Поставщик ИСУБ должен разработать программы и методики испытаний в соответствии с требованиями ГОСТ 34.603-92 «Виды испытаний автоматизированных систем».

Для ИСУБ устанавливаются следующие этапы испытаний:

- предварительные испытания;
- опытная эксплуатация;
- приемочные испытания.

При поставке необходимо определить комплектность оборудования, согласно которой оно передается Заказчику. Поставка должна сопровождаться Актом приема-передачи между Поставщиком и Заказчиком.

Загрузка программного обеспечения и автономные испытания предусматривают:

- тестирование и настройка каналов ввода-вывода;
- тестирование и отладка прикладного ПО;
- тестирование и наладка КТС в целом.

Подтверждением готовности перехода на этап комплексных испытаний является подписанный с обеих сторон акт о готовности ввода в эксплуатацию.

Комплексные испытания и ввод ИСУБ в промышленную эксплуатацию включает в себя работы по тестированию и отладке станций управления совместно с приборами полевого уровня, а также испытания блокировок и логической автоматики. При необходимости, вносятся коррективы и производится отладка ПО.

Следующим шагом является прохождение необходимого количества контрольных циклов работы оборудования, сопровождающееся пуском автоматических функций и блокировок.

Ввод системы в эксплуатацию подтверждается подписанием обеими сторонами акта о введении системы ИСУБ в промышленную эксплуатацию.

18 Требования к составу и содержанию работ по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие

Перечень основных мероприятий, состав исполнителей, требования к составу и содержанию работ по подготовке объекта автоматизации к вводу Системы в действие определяет Заказчик.

В перечень основных мероприятий в обязательном порядке должно быть включено:

- приведение поступающей в систему информации (в соответствии с требованиями к информационному и лингвистическому обеспечению) к виду, пригодному для обработки с помощью ЭВМ;
- изменения, которые необходимо осуществить в объекте автоматизации;

- создание условий функционирования объекта автоматизации, при которых гарантируется соответствие создаваемой системы требованиям, содержащимся в ТЗ;
- создание необходимых для функционирования системы подразделений и служб;
- сроки и порядок комплектования штатов и обучения персонала.

19 Обучение

19.1 Основные принципы обучения

Поставщик должен организовать и провести курсы формального обучения назначенного персонала непосредственно на месте работ и на объекте Поставщика на языке, указанном в заявке.

Структура и план курсов должны быть представлены для рассмотрения и утверждения. Поставщик должен уведомить об опыте и технической квалификации инструкторов перед началом курса.

19.2 Учебная документация

Задачей данного курса является ознакомление обучаемых с основными элементами системы (включая поставляемые полевые устройства), обучение техников в области оперативной диагностики неисправностей и ремонта путём замены неисправных элементов. Перед началом данного курса должны быть предоставлены руководства по эксплуатации и техническому обслуживанию.

Кроме того, для указанных целей, перед началом проведения монтажа и пуско-наладочных работ на площадке должны быть в наличии пять копий учебной документации.

19.3 Курс обучения в области эксплуатации и технического обслуживания

Задачей данного курса является ознакомление обучаемых с основными элементами системы (включая поставляемые полевые устройства), обучение техников в области оперативной диагностики неисправностей и ремонта путём замены неисправных элементов. Перед началом данного курса должны быть предоставлены руководства по эксплуатации и техническому обслуживанию.

19.4 Курс по конфигурированию системы

Задачей данного курса является обучение инженеров навыкам изменения конфигурации системы, модификации существующих и построению новых графических объектов. Как правило, такой курс охватывает следующие направления:

- базовое ознакомление с системой;
- периферийные устройства;
- АРМ оператора;
- АРМ инженера.

19.5 Учебные пособия

Поставщик должен предоставить все необходимые учебные пособия для вышеуказанных курсов.

20 Требования к документированию

В составе проектной документации должны быть выполнены документы Технического проекта и Рабочей документации на ИСУБ (в соответствии с ГОСТ 34.201- 89

«Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем»), состоящие из текстовой и графической части.

Текстовая часть должна содержать сведения в отношении объекта капитального строительства, описание принятых технических и иных решений, пояснения, ссылки на нормативные и (или) технические документы, используемые при подготовке проектной документации и результаты расчетов, обосновывающие принятые решения.

Графическая часть должна отображать принятые технические и иные решения и выполняться в виде чертежей, схем, планов и других документов в графической форме.

Требования к содержанию документов, разрабатываемых при создании автоматизированной системы, установлены указаниями РД 50-34.698-90 «Автоматизированные системы. Требования к содержанию документов», а также соответствующими государственными стандартами:

- Единой системы программной документации (ЕСПД);
- Единой системы конструкторской документации (ЕСКД);
- Системы проектной документации для строительства (СПДС);
- ГОСТ 34.602-89 «Техническое задание на создание автоматизированной системы».

Вся документация должна быть разработана на русском языке. Стандартная техническая документация иностранных фирм должна быть представлена также на русском языке.

21 Перечень потенциальных поставщиков оборудования программно-технического комплекса ИСУБ

Перечень потенциальных поставщиков оборудования программно-технического комплекса ИСУБ приведен в таблице 16.

Таблица 16

№	Поставщик/ Вендор	Предлагаемые к поставке программно- аппаратные средства	Краткая характеристика изделий	Адрес	Краткая информация о компании
1	ООО «Иокогава Электрик СНГ»	Многофункциональные технологические контроллеры серии ys1000, распределённые системы управления Centum, системы управления на сетевой основе Stardom. OPC-сервер. Контрольно-измерительные приборы (давление, уровень, температура, расход). Поддержка современных протоколов HART, Foundation Fieldbus. SCADA-система FAST/TOOLS. Поддержка Wonderware InTouch.	Единое комплексное решение от уровня КИПиА и управления технологическим процессом – через систему организации производства - до уровня руководства предприятия. Широкий спектр продуктов.	129090, Россия, г. Москва, Грохольский пер. 13, строение 2 тел.: (495) 933-85-90, 737-78-68/71 факс: (495) 933-85-49, 737-78-69 e-mail: info@ru.yokogawa.com	ООО «Иокогава Электрик СНГ» является 100% дочерним предприятием «Иокогава Электрик Корпорэйшн» (Япония), одной из крупнейших компаний в сфере промышленной автоматизации в мире. Работая на российском рынке с 1960-х годов, Иокогава электрик приобрела опыт успешного сотрудничества с предприятиями ТЭКа, в т.ч. трубопроводного транспорта, химической и т.д., поставляя широкий спектр оборудования, от первичных датчиков до систем управления технологическими процессами. Оборудование Иокогава электрик с успехом применяется на предприятиях Газпрома, Роснефти, СИБУРа, Еврохима, ЛУКОЙЛа, ТНК, ЮКОСа и т.д.

№	Поставщик/ Вендор	Предлагаемые к поставке программно- аппаратные средства	Краткая характеристика изделий	Адрес	Краткая информация о компании
2	ООО «Эмерсон»	Цифровая система автоматизации DeltaV(контроллеры серий M и S), Ovation. Контроллеры телемеханики ROC. Контрольно-измерительные приборы (давление, уровень, температура, расход) с поддержкой беспроводной связи. Регулирующие и предохранительные клапаны, приводы. Поддержка современных протоколов HART, Foundation Fieldbus, Modbus, Profibus, DeviceNet. SCADA-система OpenEnterprise. Поддержка Wonderware InTouch.	Широкая аппаратная масштабируемость. Возможность построения систем с нечёткой логикой, нейронными сетями и многопараметрическим прогнозирующим управлением. Системы безопасности производства.	115114, Россия, Москва, ул. Летниковская, д.10, стр. 2 тел.: (495) 981-981-1 факс: (495) 981-981-0	Разработка и поставка датчиков, клапанов, аналитического оборудования, систем управления а также комплексные поставки средств АСУТП, узлов учета энергоносителей и нефтепродуктов, узлов налива нефтепродуктов. Компания имеет большой опыт в сфере систем информационного обеспечения и автоматизации добычи, транспортировки и переработки нефти и газа.
3	ЗАО «Хоневелл»	Системы промышленной автоматизации. Контрольно-измерительные приборы (давление, уровень, температура, расход). Поддержка современных протоколов.	Огромный список внедрений в промышленной автоматизации. Контроллерное оборудование для широкого круга применений. Организация распределённого ввода-вывода. Различные сетевые решения конфигурируются просто и единообразно.	Адрес 121059, Россия, Москва, ул. Киевская, д. 7, 8 этаж Тел: +7 (495)796 9800 Факс: +7 (495)796 9893 /94 info@honeywell.ru	Разработка и поставка датчиков, клапанов, аналитического оборудования, систем управления а также комплексные поставки средств АСУТП, узлов учета энергоносителей и нефтепродуктов, узлов налива нефтепродуктов. Компания имеет большой опыт в сфере систем информационного обеспечения и автоматизации добычи, транспортировки и переработки нефти и газа.



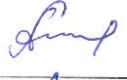
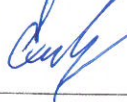


№	Поставщик/ Вендор	Предлагаемые к поставке программно- аппаратные средства	Краткая характеристика изделий	Адрес	Краткая информация о компании
4	ЗАО «Шнейдер Электрик»	Программируемые логические контроллеры Modicon (M200, Momentum, Quantum, Atrium, PL7). Датчики давления, приближения, энкодеры. Источники питания, распределительные устройства питания, трансформаторы. Регулирующие частотные приводы. Сетевое оборудование. OPC-сервер. SCADA-система VijeoCitect, Unity SFC. Поддержка Wonderware InTouch.	Большой выбор оборудования для электроснабжения, питания, частотного управления двигателями. Контроллерное оборудование для построения больших и малых систем автоматизации производств.	127018, ул. Двинцев, 12, корп. 1 Бизнес-центр «Двинцев» Тел.: (495) 777 99 90 Тел.: 8 (800) 200 64 46 (многоканальный) Факс: (495) 777 99 92 ru.ccc@schneider-electric.com	Компания Schneider Electric является мировым экспертом в области управления электроэнергией и ведущим разработчиком и поставщиком комплексных энергоэффективных решений для энергетики и инфраструктуры, промышленных предприятий, объектов гражданского и жилищного строительства, а также центров обработки данных. Помимо разработки и внедрения энергоэффективных решений компания предлагает российским клиентам сервисное обслуживание, эффективную логистику, энергоаудит, передачу инновационных технологий и обучение.
5	ООО «Сименс»	Системы промышленной автоматизации SIMATIC, системы визуализации SIMATIC HMI. Контрольно- измерительные приборы (давление, уровень, температура, расход). Регулирующие частотные приводы. Поддержка современных протоколов ControlNet, DeviceNet. SCADA-система WinCC. Поддержка Wonderware InTouch.	Огромный список внедрений в промышленной автоматизации. Контроллерное оборудование для широкого круга применений. Организация распределённого ввода- вывода. Различные сетевые решения конфигурируются просто и единообразно.	Адрес: 115184, Москва, ул. Большая Татарская, 9 Тел.: +7 (495) 737 10 77 Факс: +7 (495) 737 10 01 info.ru@siemens.com	Компания "Сименс" предлагает комплексные решения по автоматизации и энергоснабжению нефтегазовых и нефтехимических предприятий. Широкий спектр продуктов и услуг: от компонентов до интегрированных индивидуально разработанных решений для всех этапов производства в нефтегазовой отрасли.

№	Поставщик/ Вендор	Предлагаемые к поставке программно- аппаратные средства	Краткая характеристика изделий	Адрес	Краткая информация о компании
6	ООО «РОКВЕЛЛ АУТОМЕЙ ШН»	Контроллеры Control Logix, CompactLogix, MicroLogix, PLC-5. Решения для систем безопасности GuardLogix. Контрольно-измерительные приборы (давление, уровень, температура, расход) с поддержкой беспроводной связи. Регулирующие и предохранительные клапаны, приводы, частотные регуляторы. Поддержка современных протоколов ControlNet, DeviceNet. SCADA-система RSView. Поддержка Wonderware InTouch.	Обширный комплекс продуктов для больших и малых систем. Модульная архитектура для распределённого ввода-вывода. Широкий перечень оборудования для управления технологическими процессами.	115054 Москва Б. Строченовский пер., 22/25 Тел: +7 495 956 0464 Техподдержка: Тел: +7 495 956 0465 ВДТ-Тольятти, ООО ул. Спортивная, 14 офис 5 Тольятти 445057 Тел.: +7 (8482) 505 725 togliatti@vdt-automation.de	Лидер по производству высококачественной электротехнической продукции для систем автоматизации любых областей промышленного производства, известный мировой бренд с отличной репутацией, одна из старейших компаний в области технических средств для интеграции управления и визуализации процессов. Основанный в 1880 году, объединял под своим именем производителей средств автоматизации различного назначения: Allen-Bradley, Rockwell Software, Dodge, Reliance Electric. В таком составе концерн начинает работу в 1990 году. С 1992 года концерн Rockwell Automation представлен и в России.
7	Группа компаний «ТЕКОН»	Программно-технические комплексы «Текон». Контроллеры серии МФК3000, МФК1500, Теконик. Барьеры искрозащиты. OPC-сервер. SCADA-система «ТЕКОН».	Автоматизация теплоэнергетического оборудования. Контроллеры как для выполнения локальных задач, так и для построения больших систем управления.	123298, Москва, 3-я Хорошевская улица, дом 20 Тел.: (495) 730-41-12 Факс: (495) 730-41-13 e-mail: info@tecon.ru / tinfo@tecon.ru	«ТЕКОН» - это группа предприятий, решающих весь спектр задач в области автоматизации технологических процессов: от производства контроллеров и ПТК до проектирования, разработки и внедрения готовых систем управления "под ключ". Начала свою деятельность в 1990 году с разработки и производства контроллеров. «ТЕКОН» сотрудничает с предприятиями 36 регионов России и стран СНГ, в том числе с «Газпром энергохолдинг». Имеет большой список внедрений в нефтегазовой промышленности.



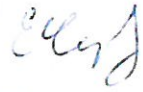
№	Поставщик/ Вендор	Предлагаемые к поставке программно- аппаратные средства	Краткая характеристика изделий	Адрес	Краткая информация о компании
8	ООО «ТРЕИ-ХОЛДИНГ»	Программно-технические и измерительно-вычислительные комплексы TREI. Контроллеры TREI-5B. Барьеры искрозащиты. Поддержка протоколов Modbus, U-net, IEC 60870-5-104. OPC-сервер и среда разработки Unimod PRO.	Контроллеры с возможностью удалённого ввода-вывода для построения распределённых систем.	123001, г. Москва, ул. Садовая Кудринская, 23, стр. 1, оф. 5 Тел.: +7 (499) 254-82-21, +7 (495) 956-34-14 Факс: +7 (495) 956-28-66 E-mail: tr-mos@trei-gmbh.ru	Фирма TREI основана в апреле 1990 года. TREI является поставщиком оборудования и технологий автоматизированного контроля и управления для различных отраслей производства и добывающей промышленности в России, странах СНГ и на территории нескольких европейских государств. Имеет большой список внедрений в нефтегазовой промышленности.
9	ИМС Индастриз			117312, г. Москва, ул. Вавилова, д. 47а Телефон: +7 (495) 775-77-25, 221-10-50 Факс: +7 (495) 221-10-51	ИМС реализует полный цикл услуг: <ul style="list-style-type: none"> • Проведение метрологического и технического аудита; • Проектные и проектно-конструкторские работы; • Комплектацию проектов и поставку приборов, систем; • Производство и поставка технологического оборудования и систем; • Метрологическое оснащение; • Строительство промышленных объектов; • Монтаж и шефмонтаж оборудования; • Пусконаладочные работы и ввод в эксплуатацию; • Гарантийное, постгарантийное и техническое обслуживание.

№	Поставщик/ Вендор	Предлагаемые к поставке программно- аппаратные средства	Краткая характеристика изделий	Адрес	Краткая информация о компании
10	НИЦ «Инкомсисте м»			420029, Россия, Республика Татарстан , г. Казань, ул. Пионерская, 17 Факс: (843) 273-97-17 E-mail: mail@incomsystem.ru www.incomsystem.ru	<p>Научно-инженерный центр ИНКОМСИСТЕМ создан в 1991 году на базе Казанского НПО «Нефтепромавтоматика», бывшего с 1959 года головной организацией Минприбора СССР по автоматизации в нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности. Основными направлениями деятельности НИЦ «ИНКОМСИСТЕМ» являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> • <u>проектирование, разработка, поставка и ввод в действие АСУТП и ПАЗ;</u> • <u>проектирование, разработка, поставка и ввод в действие систем автоматизации пожаротушения и контроля загазованности (САПКЗ);</u> • <u>поставка контрольно-измерительных приборов и других средств автоматизации.</u>
11	ООО «Инсист- автоматика»			644042, Россия, г. Омск, пр. Маркса, 18/1а. факс: (3812) 32-16-84	<p>Предприятие специализируется на разработке и внедрении автоматизированных систем управления и информатизации технологических процессов и производств. С апреля 1993 г. предприятие выполнило более 70 крупных проектов по автоматизации предприятий нефтегазового комплекса, металлургии, энергетики и транспорта. Обладая <u>лицензиями</u> на проектирование, монтаж и наладку АСУТП в химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производствах, на объектах котлонадзора и газового хозяйства, предприятие способно выполнить весь комплекс работ по автоматизации предприятий в различных отраслях промышленности.</p>

Составили

Наименование организации, предприятия	Должность	Фамилия, Имя, Отчество	Подпись	Дата
ОАО «Гипровостокнефть»	Начальник ОАСУТП	Задохин Э.А.		23.04.15
ОАО «Гипровостокнефть»	Главный специалист ОАСУТП	Зуб В.А.		23.04.15
ОАО «Гипровостокнефть»	Главный специалист ОАСУТП	Корчак А.Н.		23.04.15
ОАО «Гипровостокнефть»	Ведущий инженер ОАСУТП	Елина А.А.		23.04.15
ОАО «Гипровостокнефть»	Инженер I категории ОАСУТП	Иванов А.Н.		23.04.15
ОАО «Гипровостокнефть»	Инженер II категории ОАСУТП	Артюшкин И.В.		23.04.15

СОГЛАСОВАНО

Наименование организации, предприятия	Должность	Фамилия, Имя, Отчество	Подпись	Дата
ООО «Славнефть- Красноярскнефтегаз»	Руководитель проекта автоматизации месторождения	Брытков О.Н.		24.04.15
ООО «Славнефть- Красноярскнефтегаз»	Главный метролог- начальник отдела автоматизации, метрологии и связи	Фейгельман М.Л.		24.04.15
ООО «Славнефть- Красноярскнефтегаз»	Директор департамента ИТ	Черных Е.В.		24.04.15