ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
АКЦИОНЕРНАЯ КОМПАНИЯ
ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА
НЕФТЕПРОДУКТОВ
«ТРАНСНЕФТЕПРОДУКТ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ПОЛОЖЕНИЕ

ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЕПРОДУКТ»

СО 01-05-АКТНП-002-2004

Москва · 2004

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
АКЦИОНЕРНАЯ КОМПАНИЯ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА
НЕФТЕПРОДУКТОВ «ТРАНСНЕФТЕПРОДУКТ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ПОЛОЖЕНИЕ

ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ *СИСТЕМЫ* ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЕПРОДУКТ»

СО 01-05-АКТНП-002-2004

Москва · 2004

1. **РАЗРАБОТАН** Государственным унитарным предприятием «Институт проблем транспорта энергоресурсов» (ГУП «ИПТЭР») с участием ОАО «АК «Транснефтепродукт».

Разработчики: Гумеров Р.С., Акбердин А.М., Баженов В.В., Белов А.И., Аймурзин А.Ю. Васильев А.Е., Плотников В.Б., Иванов Х.Ф.

2. **УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ** с 1 июля 2004 г. приказом ОАО «АК «Транснефтепродукт» от 15 июня 2004 г. № 44.

3. **СОГЛАСОВАН** Госгортехнадзором РФ (письмо от 20.01.2004 № 10-03/46) и Старшим вице-президентом ОАО «АК «Транснефтепродукт» С. П. Макаровым.

4. **ВВЕДЕН ВЗАМЕН** РДМ-0001-90 «КИП, автоматизация и телемеханизация разветвленных нефтепродуктопроводов. Основные положения»

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен и распространен в качестве официального издания без разрешения ОАО «АК «Транснефтепродукт» и ГУП «ИПТЭР».

СОДЕРЖАНИЕ

1. Область применения 5
2. Нормативные ссылки 6
3. Обозначения и сокращения 10
4. Автоматизация объектов магистральных нефтепродуктопроводов 11
   - 4.1. Общие положения по автоматизации объектов магистральных нефтепродуктопроводов 11
   - 4.2. Автоматизация перекачивающих станций 13
   - 4.3. Особенности автоматизации перекачивающих станций с использованием микропроцессорных средств 26
   - 4.4. Автоматизация резервуарных парков 36
   - 4.5. Автоматизация наливных пунктов 38
   - 4.6. Автоматическое пожаротушение 42
   - 4.7. Прокладка кабелей системы автоматики 42
5. Телемеханизация объектов магистральных нефтепродуктопроводов 44
   - 5.1. Общие положения по телемеханизации объектов магистральных нефтепродуктопроводов 44
   - 5.2. Система телемеханики перекачивающей станции 45
   - 5.3. Система телемеханики линейной части МНПП 46
   - 5.4. Особенности телемеханизации МНПП с использованием ПЛК 48
   - 5.5. Требования к системе обнаружения утечек из МНПП 48
   - 5.6. Каналы связи 49
6. Многоуровневая автоматизированная система управления трубопроводным транспортом нефтепродуктов 50
   - 6.1. Назначение и структура системы 50
   - 6.2. Состав системы и ее функциональные задачи 51
   - 6.3. Требования к системе 52
   - 6.4. Способы и средства связи системы 53
   - 6.5. Требования к функциям отображения 54
   - 6.6. Требования к видам обеспечения системы 56

Приложение А Настройка приборов защиты по давлению 57
Приложение Б Автоматизация вспомогательных сооружений 58
Приложение В Объем автоматизации МНПП 60
Приложение Г Объем телемеханизации МНПП 75
Приложение Д Распределение контролируемых параметров по уровням диспетчерского управления 85
Использованные нормативные документы 87

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ПОЛОЖЕНИЕ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ И ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ СИСТЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТЕПРОДУКТОВ ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЕПРОДУКТ»

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящий стандарт организации устанавливает основные положения по автоматизации и телемеханизации объектов системы трубопроводного транспорта нефтепродуктов ОАО «АК «Транснефтепродукт».

Документ предназначен для руководящих и инженерно-технических работников (специалистов), занимающихся разработкой, внедрением и эксплуатацией средств автоматизации, телемеханизации, автоматизированных систем и средств передачи данных, проектированием новых и реконструкцией действующих объектов магистральных нефтепродуктопроводов.

Областью применения документа являются системы автоматизации и телемеханизации объектов системы трубопроводного транспорта нефтепродуктов: перекачивающих станций, наливных пунктов резервуарных парков и линейной части магистральных нефтепродуктопроводов.

Стандарт организации определяет требования к средствам автоматизации и телемеханизации магистральных нефтепродуктопроводов.

Стандарт организации не распространяется на нефтебазы, проектирование которых должно проводиться с учетом норм технологического проектирования складов нефти и нефтепродуктов, а также на узлы учета нефтепродуктов, проектирование которых должно осуществляться в соответствии с нормами проектирования узлов учета.

Действие документа распространяется на все ведомственные организации и предприятия ОАО «АК «Транснефтепродукт», а также организации-подрядчики независимо от форм собствен-

ности и ведомственной принадлежности, участвующие в работах по разработке средств автоматизации, телемеханизации, автоматизированных систем и средств передачи данных, проектированию новых, реконструкции и техническому перевооружению действующих объектов системы трубопроводного транспорта нефтепродуктов.

Действие документа распространяется на магистральные нефтепродуктопроводы ОАО «АК «Транснефтепродукт», расположенные как на территории Российской Федерации, так и на магистральных нефтепродуктопроводы ОАО «АК «Транснефтепродукт», расположенные на территории других государств, в части, не противоречащей законодательству соответствующих государств.

Установленные в документе требования могут уточняться проектной организацией в соответствии с требованиями изготовителя оборудования, конкретной технологической схемой объекта согласно заданию на его проектирование.

2. НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем руководящем документе использованы ссылки на следующие документы:

Закон РФ	«О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ
Закон РФ	«Об обеспечении единства измерений» от 27.04.1993 № 4871-1
ГОСТ12.2.007.0-75	ССБТ. Изделия электротехнические. Требования безопасности
ГОСТ 26.005-82*	Телемеханика. Термины и определения
ГОСТ 26.205-88	Комплексы и устройства телемеханики. Общие технические условия
ГОСТ 27.002-89	Надежность в технике. Термины и определения
ГОСТ 34.003-90	Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Термины и определения

ГОСТ 6651-94	Термопреобразователи сопротивления. Общие технические требования и методы испытаний
ГОСТ 12997-84*	Изделия ГСП. Общие технические условия
ГОСТ 13109-97	Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения
ГОСТ Р 14254-96	Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)
ГОСТ 15150-69*	Машины, приборы и другие технические изделия.
ГОСТ 21655-87	Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды
ГОСТ 23222-88	Характеристики точности выполнения предписанной функции средств автоматизации. Требования к нормированию. Общие методы контроля
ГОСТ 25861-83*	Машины вычислительные и системы обработки данных. Требования по электрической и механической безопасности и методы испытаний
ГОСТ 27883-88	Средства измерения и управления технологическими процессами. Надежность. Общие требования и методы испытаний
ГОСТ Р 50342-92	Преобразователи термоэлектрические. Общие технические условия
ГОСТ Р 51318.22-99	Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи индустриальные от оборудования информационных технологий. Нормы и методы испытаний
ГОСТ Р 51318.24-99	Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость оборудования информационных технологий к электромагнитным помехам. Требования и методы испытаний

ГОСТ Р 51319-99	Совместимость технических средств электромагнитная. Приборы для измерения индустриальных радиопомех. Технические требования и методы испытаний
ГОСТ Р 51320-99	Совместимость технических средств электромагнитная. Радиопомехи индустриальные. Методы испытаний технических средств — источников индустриальных радиопомех
ГОСТ Р 51330.9-99	Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон
ГОСТ Р 51840-2001	Программируемые контроллеры. Общие положения и функциональные характеристики
ГОСТ Р 51841-2001	Программируемые контроллеры. Общие технические требования и методы испытаний
ГОСТ Р МЭК 870-4-93	Устройства и системы телемеханики. Часть 4. Технические требования
ГОСТ Р МЭК 870-5-1-95	Устройства системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 1. Форматы передаваемых кадров
РД 08-343-00	Положение о порядке разработки (проектирования), допуска к испытаниям, изготовлению и выдачи разрешений на применение нового бурового, нефтегазопромыслового, геологоразведочного оборудования, оборудования для магистрального трубопроводного транспорта и технологических процессов
РД 153-39.4-041-99	Правила технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов
РД 03-485-02	Положение о порядке выдачи разрешений на применение технических устройств на опасных производственных объектах
РДИ 08-464(425)-02	Положение о рассмотрении документации на технические устройства для нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производств, объектов геологоразведочных работ и магистральных газо-, нефте- и продуктопроводов, проведении приемочных испытаний технических устройств и выдаче разрешений на их применение

НПБ 75-98	Приборы приемно-контрольные пожарные. Приборы управления пожарные. Общие технические требования. Методы испытаний
НПБ 88-2001	Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования
НПБ 110-99	Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией
ВНТП 3–90	Нормы технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов
ВНТП 5-95	Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз)
ПБ 03-517-02	Общие правила промышленной безопасности для организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов
ПБ 03-576-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением
ПБ 03-581-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов
ПБ 03-585-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов
ПБ 03-590-03	Правила устройства, монтажа и безопасной эксплуатации взрывозащищенных вентиляторов
ПБ 08-624-03	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
ПБ 09-540-03	Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств
ПБ 10-574-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов

СНиП 2.05.13-90	Нефтепродуктопроводы, прокладываемые на территории городов и других населенных пунктов
СНиП 2.04.05-91*	Отопление, вентиляция и кондиционирование
СНиП 2.04.02-84	Водоснабжение. Наружные сети и сооружения
СНиП III-42-80*	Магистральные трубопроводы
	Правила устройства электроустановок

3. ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АВР — автоматическое включение резерва
АПВ — автоматическое повторное включение
АРМ — автоматизированное рабочее место
АСН — автоматический сброс нагрузки
АЧР — автоматическая разгрузка по частоте
БРАО — блок ручного аварийного отключения
БУП — блок утилизации паров
ВЛ — воздушная линия электропередачи
ГДП — главный диспетчерский пункт
ГПС — головная перекачивающая станция
ДЭС — дизельная электростанция
ЕАСУ — единая автоматизированная система управления
ЗРУ — закрытое распределительное устройство
ИБП — источник бесперебойного питания
ИК — измерительный канал
КАЗ — контроллер аварийных защит
ЛВС — локальная вычислительная сеть
ЛПДС — линейная производственно-диспетчерская станция
ЛЭП — линия электропередачи
МДП — местный диспетчерский пункт
МНА — магистральный насосный агрегат
МНПП — магистральный нефтепродуктопровод
НКПРП — нижний концентрационный предел распространения пламени

ПКУ — пункт контроля и управления
ПЛК — программируемый логический контроллер
ПНА — подпорный насосный агрегат
ПО — программное обеспечение
ППС — промежуточная перекачивающая станция
ПС — перекачивающая станция
ПУЭ — правила устройства электроустановок
РДП — районный диспетчерский пункт
РП — резервуарный парк
САР — система автоматического регулирования
СКЗ — станция катодной защиты
СО — стандарт организации
СОД — средства очистки и диагностики
СОУ — система обнаружения утечек
ТПЧ — тиристорный преобразователь частоты
УРД — узел регуляторов давления
УУН — узел учета нефтепродуктов
ЦДП — центральный диспетчерский пункт
ЧРЭ — частотно-регулируемый электропривод
ЩСУ — щит станции управления

4. АВТОМАТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

4.1. Общие положения по автоматизации объектов магистральных нефтепродуктопроводов

4.1.1. Автоматизация объектов магистральных нефтепродуктопроводов (МНПП) должна обеспечивать контроль работы оборудования, необходимую последовательность выполнения операций при управлении оборудованием и автоматическую защиту оборудования и трубопроводов.

4.1.2. Объекты магистральных нефтепродуктопроводов должны иметь технологические схемы и оборудование, позволяющие проводить комплексную автоматизацию.

При реконструкции действующих объектов МНПП они приводятся в соответствие с требованиями норм и правил по безопасности на магистральном трубопроводном транспорте согласно Федеральному Закону «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», с учетом требований настоящего СО, ВНТП 3-90 «Норм технологического проектирования разветвленных нефтепродуктопроводов», а также других норм и правил, действующих на трубопроводном транспорте нефтепродуктов.

4.1.3. Объектами автоматизации на магистральных нефтепродуктопроводах являются:

- перекачивающие станции с магистральными и подпорными насосными агрегатами, а также вспомогательным оборудованием (системами смазки и охлаждения, сбора и откачки утечек, узлами подключения к МНПП);
- резервуарные парки;
- наливные пункты;
- вспомогательные сооружения (системы водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции, канализации и др.);
- системы автоматического пожаротушения;
- линейная часть магистральных нефтепродуктопроводов (с узлами запорной арматуры, приема и пуска средств очистки и диагностики, с переходами через естественные и искусственные препятствия) и отводы от МНПП.

4.1.4. Термины и определения приняты в соответствии с РД 153-39.4-041-99 «Правилами технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов».

4.1.5. Уровень автоматизации должен обеспечивать контроль параметров, автоматические защиты и управление технологическим оборудованием магистральных нефтепродуктопроводов согласно принятой в отрасли структуры управления.

4.1.6. Система автоматизации должна обеспечивать контроль технологических параметров и параметров состояния оборудования, сигнализацию штатного и аварийного состояния технологических процессов, автоматические защиты (агрегатные и общестанционные) и управление технологическим оборудованием МНПП, отображение и регистрацию необходимых технологических параметров, событий и аварий, а также действий оператора или диспетчера в нештатных ситуациях.

4.2. Автоматизация перекачивающих станций

4.2.1. Система автоматизации ПС предназначена для централизованного контроля, защиты и управления оборудованием ПС, должна обеспечивать автономное поддержание заданного режима работы перекачивающей станции и его изменение по командам оператора ПС (МДП) или диспетчера РДП.

4.2.2. Режим функционирования системы автоматизации ПС — круглосуточный, непрерывный в течение срока эксплуатации, при условии выполнения предусмотренных регламентом отключений.

4.2.3. Система автоматизации ПС должна обеспечивать выполнение следующих основных функций:

- защита оборудования ПС и линейной части МНПП;
- управление (включение и отключение) оборудованием ПС;
- регулирование давления в магистральном нефтепродуктопроводе;
- контроль технологических параметров и параметров состояния оборудования;
- отображение и регистрация информации;
- передача информации в РДП (ЦДП);
- сигнализация максимальных (минимальных) и аварийных состояний.

4.2.4. Требования к функциям защиты.

4.2.4.1. В зависимости от параметра, по которому срабатывает общестанционная защита, система автоматизации может осуществлять:

- одновременное отключение всех работающих магистральных насосных агрегатов;
- поочередное отключение всех работающих магистральных насосных агрегатов, начиная с первого по направлению потока нефтепродукта (с выдержкой до 10-15 секунд);
- отключение одного (первого по направлению потока нефтепродукта) из работающих магистральных насосных агрегатов (с выдержкой или без выдержки времени);
- отключение вспомогательных систем;
- закрытие задвижек;
- запрет на запуск магистральных насосных агрегатов.

4.2.4.2. Для защиты магистрального нефтепродуктопровода и ПС по давлениям (на входе ПС, в коллекторе и на выходе ПС) должны применяться две ступени защиты.

Эти ступени защиты выполняются самостоятельными контурами, включающими индивидуальные датчики, настраиваются на разные значения давления (максимальное или минимальное и аварийное) и обеспечивают взаимное дублирование.

4.2.4.3. Защиты по аварийным давлениям должны предусматривать одновременное отключение всех работающих магистральных насосных агрегатов.

Защиты по максимальным (минимальным) давлениям должны воздействовать на отключение одного (первого по направлению потока) насосного агрегата. При сохранении максимального (минимального) давления через 10 с должно осуществляться отключение следующего насосного агрегата и т.д. Настройка приборов защиты по давлениям приведена в приложении А.

Срабатывание защит по давлению на входе ПС в зависимости от типа применяемого оборудования (насосных агрегатов) должно осуществляться с установленной в пределах до 15 с выдержкой времени, необходимой для исключения срабатывания защит при прохождении воздушных пробок, запуске насосных агрегатов, отключении насосных агрегатов на соседних ПС и т.п.

4.2.4.4. Защиты по пожару, превышению уровня загазованности (максимальный аварийный уровень или длительное, более 10 мин, сохранение максимального уровня), затоплению общего зала (насосного зала), аварии системы вентиляции общего зала (насосного зала и электрозала) должны предусматривать одновременное отключение всех работающих магистральных насосных агрегатов; в остальных случаях допускается поочередное отключение работающих магистральных насосных агрегатов, а также отключение вспомогательных систем.

4.2.4.5. Защиты по пожару, затоплению, превышению уровня загазованности (максимальный аварийный уровень или длительное, более 10 мин, сохранение максимального уровня), отключение ПС кнопкой «Стоп» по месту или из операторной должны предусматривать закрытие задвижек на входе и выходе насосных агрегатов (агрегатных задвижек) и задвижек на линии подключения ПС к магистральному нефтепродуктопроводу.

На ПС с резервуарным парком следует предусматривать закрытие задвижки между подпорной насосной и резервуарным парком.

4.2.4.6. При возникновении пожара в помещении должны быть автоматически отключены все электроприёмники, включая ос-

вещение, все системы вентиляции и закрыты задвижки на линии подключения ПС к магистральному нефтепродуктопроводу; в помещении, оборудованном системой автоматического пожаротушения, должна быть включена система автоматического пожаротушения.

4.2.4.7. При достижении максимального уровня загазованности в помещении должна автоматически включаться аварийная вентиляция.

4.2.4.8. Датчики газосигнализаторов должны устанавливаться в производственных помещениях с взрывоопасными зонами, заглубленных помещениях и приямках, в которые возможно проникновение взрывоопасных газов и паров извне [2] согласно проекту.

4.2.4.9. При срабатывании защит по максимальному (минимальному) давлениям должна предусматриваться возможность повторного дистанционного пуска насосных агрегатов из РДП после обнаружения и устранения причины нарушения режима их работы. Должны быть предусмотрены кнопки снятия блокировки защиты по месту (из операторной, МДП).

4.2.4.10. Для общестанционных защит, кроме защит по давлениям, должен осуществляться запрет на дистанционный пуск магистральных насосных агрегатов из РДП с возможностью снятия блокировки по месту (из операторной).

4.2.4.11. На ПС с резервуарным парком после отключения всех работающих магистральных насосных агрегатов по защитам, перечисленным в п. 4.2.4.5, должно происходить отключение подпорных агрегатов с выдержкой времени 5 с и закрытие их агрегатных задвижек.

4.2.4.12. Срабатывание аварийных защит должно сопровождаться звуковой и визуальной сигнализацией в операторной (МДП, РДП), храниться в долговременной энергонезависимой памяти системы и регистрироваться на устройстве печати и в журнале (при формировании журналов событий и аварий).

При срабатывании защит по пожару и превышению максимального уровня загазованности должна предусматриваться сигнализация над входами и внутри защищаемых помещений.

Для аварийной звуковой сигнализации (п. 4.2.4.5) допускается использовать общую сирену ПС, которая должна быть слышна во всех помещениях ПС, в операторной и на территории.

4.2.4.13. В операторной ПС, МДП и помещении насосной (насосного зала, электрозала) следует предусматривать кнопки

аварийного отключения ПС. Вне помещения насосной, вблизи всех эвакуационных выходов, в доступных и безопасных местах должны устанавливаться кнопки «Стоп» для аварийного отключения ПС.

4.2.4.14. Общие требования по автоматизации вспомогательных сооружений приведены в приложении Б.

4.2.4.15. Перечень параметров агрегатных и общестанционных контроля и защит приведен в приложении В.

4.2.5. Требования к функциям управления.

4.2.5.1. Функции управления должны предусматривать программный пуск и остановку магистральных, подпорных насосных агрегатов и вспомогательного оборудования. Допускается предусматривать кнопочный режим управления.

4.2.5.2. Управление насосными агрегатами должно осуществляться в следующих режимах:

- автоматическом основном;
- автоматическом резервном;
- кнопочном;
- ремонтном.

4.2.5.3. *Автоматический основной режим.* Пуск или остановка насосного агрегата происходит по программе при получении соответствующей команды из операторной или дистанционно из МДП (РДП). Режим устанавливается оператором ПС. В этом режиме блокируется управление агрегатными задвижками кнопками по месту и из операторной.

Рекомендуется следующий порядок пуска или остановки насосных агрегатов: первоначально запускается последний по направлению потока из выбранных для включения насосных агрегатов, а останавливается — первый по направлению потока.

4.2.5.4. В зависимости от схемы электроснабжения ПС и пусковых характеристик электродвигателя могут предусматриваться различные программы пуска магистрального насосного агрегата, отличающиеся положением задвижки на выходе насосного агрегата в момент пуска электродвигателя:

- на полностью открытую задвижку;
- на закрытую задвижку;
- на открывающуюся задвижку (задвижка сдвинулась с закрытого положения или находится в промежуточном положении).

4.2.5.5. Программа пуска магистрального насосного агрегата предусматривает открытие задвижки на его приеме до момента

пуска электродвигателя. При наличии индивидуальных вспомогательных систем программа пуска магистрального насосного агрегата предусматривает их включение для того, чтобы до момента пуска электродвигателя соответствующие параметры пришли в норму.

4.2.5.6. Программа пуска (остановки) магистрального насосного агрегата не должна допускать её изменение (системой автоматики или оператором) во время программного пуска или программного отключения магистрального насосного агрегата.

4.2.5.7. *Программа пуска на открытую задвижку* является наиболее предпочтительной, так как обеспечивает наименьшие динамические нагрузки в трубопроводной обвязке насосного агрегата. Эту программу рекомендуется применять, если пусковые характеристики электродвигателя и схема электроснабжения рассчитаны на соответствующие пусковые режимы.

4.2.5.8. *Программа пуска на закрытую задвижку* применяется, если установленное электрооборудование не может обеспечить пуск на открытую задвижку и задвижка имеет привод, мощность которого обеспечивает ее открытие при перепаде давления, создаваемом насосным агрегатом при закрытой задвижке.

4.2.5.9. *Программа пуска на открывающуюся задвижку* применяется, когда не приемлема программа пуска на открытую задвижку (пусковые характеристики электродвигателя и схема электроснабжения не рассчитаны на соответствующие режимы) и агрегатные задвижки насоса имеют приводы небольшой мощности и поэтому не могут быть открыты при перепаде давления, создаваемом насосным агрегатом при закрытой задвижке.

4.2.5.10. *Автоматический резервный режим.* В этом режиме осуществляется автоматический пуск насосного агрегата по программе пуска на открытую задвижку при отключении одного из работавших насосных агрегатов устройством агрегатной защиты. После перевода в данный режим блокируется управление агрегатными задвижками кнопками по месту и из операторной.

4.2.5.11. При переводе насосного агрегата в автоматический резервный режим управления должна осуществляться подготовительная программа пуска, включающая:

- открытие задвижек на приеме и выходе насосного агрегата;
- включение индивидуальных вспомогательных систем (смазки, охлаждения, подпорной вентиляции).

4.2.5.12. Если при выполнении или после выполнения подготовительной программы пуска появляется сигнал о неисправности вспомогательных систем агрегата, должна быть введена в действие программа автоматического отключения насосного агрегата защитой с соответствующей сигнализацией.

4.2.5.13. Пуск двигателя насосного агрегата, находящегося в автоматическом резервном режиме, осуществляется одновременно (или с выдержкой времени) с получением сигнала подтверждения об отключении работавшего агрегата его защитой.

4.2.5.14. При любом режиме управления должны исключаться пуск и работа насосного агрегата, если не включены устройства автоматической защиты (станционные и агрегатные), или если эти устройства сработали и не деблокированы.

Должна быть предусмотрена блокировка пуска магистральных насосных агрегатов при понижении температуры воздуха в электрозале (общем зале) ниже + 5°С.

4.2.5.15. Программа автоматического отключения должна предусматривать остановку электродвигателя магистрального насосного агрегата, а также закрытие его задвижек.

4.2.5.16. Отключение индивидуальных вспомогательных систем насосного агрегата должно проводиться после подтверждения его остановки.

4.2.5.17. При выполнении программы пуска насосного агрегата на закрытую задвижку должен быть предусмотрен запрет на пуск насосного агрегата, расположенного за последним (по направлению потока) работающим агрегатом, в том случае, если давление на выходе насосов (в коллекторе) таково, что при его увеличении на величину, которую создаст подлежащий пуску агрегат, суммарное давление станет опасным для задвижки или участка трубопровода от насоса до этой задвижки.

4.2.5.18. При срабатывании систем автоматической защиты (станционной или агрегатной) должна выполняться программа автоматического отключения магистральных насосных агрегатов, которая не зависит от режимов их управления.

4.2.5.19. *Кнопочный режим управления* предусматривает остановку насосного агрегата кнопкой «Стоп» по месту или из операторной, с блока ручного аварийного отключения (БРАО), а также пуск насосного агрегата кнопкой «Пуск» из операторной.

4.2.5.20. *Ремонтный режим управления* устанавливается оператором ПС только после остановки насосного агрегата при

выводе его в ремонт. В этом режиме управление насосным агрегатом не допускается; при ремонте допускается управление агрегатными задвижками по месту.

4.2.5.21. Управление вспомогательными системами должно осуществляться в следующих режимах:

- автоматическом основном;
- автоматическом резервном;
- кнопочном;
- ремонтном.

4.2.5.22. Вспомогательные системы (смазки, охлаждения, вентиляции), которые являются общими для всех агрегатов и всегда работают при включенных магистральных и подпорных насосных агрегатах, могут вводиться в действие одновременно одной командой. Их отключение может проводиться также общей командой после подтверждения отключения всех насосных агрегатов.

4.2.5.23. Системы подпорной вентиляции (камер беспромвального соединения, корпусов электродвигателей, электрозала) и маслосистема должны включаться не менее чем за 10 мин перед включением в работу первого магистрального насосного агрегата.

Должна быть предусмотрена блокировка пуска магистрального насосного агрегата при отключенной приточно-вытяжной вентиляции.

4.2.5.24. В системе подачи масла к подшипниковым узлам насосных агрегатов следует предусматривать:

- контроль и сигнализацию температуры масла;
- контроль и сигнализацию давления в маслосистеме;
- сигнализацию максимального и минимального уровней в баках маслосистемы;
- сигнализацию минимального уровня в аккумулирующем баке маслосистемы.

4.2.5.25. В системе водяного (воздушного) охлаждения необходимо предусматривать:

- контроль и сигнализацию температуры охлаждающей воды (охлаждающего воздуха);
- контроль и сигнализацию давления воды (воздуха) в охлаждаемых полостях.

4.2.5.26. Насосы системы откачки утечек нефтепродукта могут управляться автоматически. Автоматическое отключение

насоса, откачивающего нефтепродукт из емкости сбора утечек, может производиться по достижении минимального уровня нефтепродукта в емкости сбора утечек или через определенное время после его включения. На ПС следует предусматривать блокировку запуска насоса, выполняющего откачку утечек в приемный коллектор магистральной насосной, если давление в магистральном нефтепродуктопроводе превышает давление, создаваемое насосом для откачки утечек, а также при отключении ПС от магистрального нефтепродуктопровода.

При последовательной перекачке нефтепродуктов должна обеспечиваться раздельная откачка утечек по видам (маркам) нефтепродуктов.

4.2.5.27. Программы управления агрегатами вспомогательных систем могут предусматривать:

- задание для каждого агрегата режима управления;
- включение и отключение агрегата, находящегося в режиме «автоматический основной», соответствующими командами;
- отключение агрегата, находящегося в режиме «автоматический основной», при его неисправности и автоматическое включение резервного агрегата;
- автоматическое отключение резервного агрегата при его неисправности;
- сигнализацию неисправности каждого агрегата и всей системы;
- отключение работающих и находящихся в автоматическом резерве магистральных насосных агрегатов при неисправности вспомогательных систем (маслосистемы, не оборудованной аккумулирующим маслобаком, систем вентиляции, оборотного водоснабжения и т.д.).

4.2.5.28. При срабатывании общестанционной защиты, требующей отключения соответствующей вспомогательной системы, отключение осуществляется независимо от режима управления. Включение (автоматическое или по команде оператора) агрегата вспомогательной системы при этом блокируется.

4.2.6. Требования к функциям регулирования.

4.2.6.1. Средства автоматического регулирования давления перекачивающей станции должны обеспечивать поддержание давления на приеме магистральных насосных агрегатов ПС не ниже допустимого значения по условиям их кавитации и давления в коллекторе перекачивающей станции и в магистральном

нефтепродуктопроводе на выходе ПС не выше допустимого значения (уставок).

4.2.6.2. Управление исполнительным механизмом системы регулирования давления должно осуществляться от двух независимых контуров регулирования, воздействующих на исполнительный механизм через общий блок селекции управляющих сигналов.

На ПС с резервуарным парком контур регулирования на входе ПС в соответствии с проектом может быть исключен.

4.2.6.3. Для регулирования давления могут использоваться:

- регулирующие клапаны различного типа;
- поворотные регулирующие затворы;
- гидродинамические муфты;
- электродвигатели магистральных насосных агрегатов с переменным числом оборотов.

4.2.6.4. В качестве приводов исполнительных механизмов регулирующих клапанов и поворотных регулирующих затворов могут применяться приводы с электрической и электропневматической системой передачи сигналов.

4.2.6.5. При использовании магистральных насосных агрегатов с частотно-регулируемым электроприводом (ЧРЭ) система автоматизации должна обеспечивать:

- поддержание заданной частоты вращения с точностью не хуже 0,1% от номинальной;
- переключение питания статорных обмоток электродвигателя с тиристорного преобразователя частоты (ТПЧ) на сетевое напряжение при номинальной частоте вращения и обратное переключение на питание от ТПЧ в диапазоне регулирования, без нарушения технологического режима перекачки;
- торможение электропривода с рекуперацией энергии в сеть;
- доведение электропривода до заданной частоты вращения при самозапуске после глубоких посадок силового напряжения или перерыва питания длительностью до 2,5 с;
- повторный запуск вспомогательных систем;
- местное управление из операторной, МДП или дистанционное — из РДП.

4.2.6.6. При использовании регулирующего клапана любого типа допустимый перепад давления на нем в полностью открытом положении не должен превышать 1 кгс/см^2.

Полностью закрытое положение регулирующего клапана при работе ПС недопустимо. Допускаемая степень закрытия регулирующего клапана определяется максимально допустимым давлением в коллекторе ПС, возрастающим при закрывании клапана.

4.2.6.7. Для улучшения динамических свойств системы автоматического регулирования необходимо предусматривать:

- пропорционально-интегрально-дифференциальный закон регулирования (ПИД-регулирование);
- разные скорости перемещения исполнительных механизмов при закрытии и открытии;
- установление зоны нечувствительности;
- алгоритм Перолайнена (наиболее целесообразен для систем регулирования с постоянной скоростью хода регулирующего органа).

4.2.6.8. Для обеспечения более точного поддержания давления и исключения ложных срабатываний защит рекомендуется использовать на входе промежуточных ПС дополнительные датчики давления с пределами измерения близкими к уставкам регулирования и ограничители давления для защиты датчиков.

4.2.6.9. В системе регулирования должна предусматриваться возможность подачи команд управления исполнительным механизмам вручную из МДП (РДП) или по месту.

4.2.6.10. Значение давления на входе первого насосного агрегата, задаваемое в системе автоматического регулирования по утвержденному регламенту, должно быть больше, чем значение по карте уставок минимального давления на выходе этого насосного агрегата не менее чем на сумму пределов погрешностей измерения давления на входе ПС и системы регулирования.

4.2.6.11. При наличии нескольких пунктов управления следует учитывать возможность изменения уставок давления на входе и выходе ПС как из операторной, так и из МДП и РДП. При переключении с одного пункта на другой должна обеспечиваться непрерывность процесса регулирования.

4.2.7. Требования к функциям контроля.

Функции контроля должны обеспечивать:

- контроль соответствия текущих значений основных технологических параметров допускаемым значениям;
- контроль изменения состояния оборудования ПС и срабатывания защит, что должно сопровождаться звуковой и световой

сигнализациями и автоматически фиксироваться в журнале событий и аварий.

4.2.8. Требования к функциям отображения и регистрации.

Функции отображения и регистрации должны предусматривать:

- отображение состояния и параметров работы оборудования в реальном масштабе времени на видеомониторах и мнемосхемах, использующих стандартные мнемосимволы;
- регистрацию аварийных событий и их протоколов устройством печати и сохранность в долговременной энергонезависимой памяти системы, возможность определения первого (по времени возникновения) аварийного события;
- регистрацию значений давления на входе ПС, в коллекторе, на выходе ПС и положения регулирующих клапанов, поворотных затворов (частоты вращения электродвигателей — при использовании ЧРЭ или частоты вращения выходных валов гидромуфт) на регистрирующих приборах (электронных регистраторах) или в памяти системы, исключающих возможность несанкционированного доступа.

4.2.9. Требования к функциям обмена информацией.

Система автоматизации ПС должна выполнять функции взаимодействия с многоуровневой автоматизированной системой управления трубопроводным транспортом нефтепродуктов.

4.2.10. Требования к метрологическому обеспечению и сертификации

4.2.10.1. К измерительным каналам системы автоматизации ПС относятся каналы измерения:

- давления нефтепродукта на входе ПС, насосных агрегатов, в коллекторе, на выходе ПС (до и после узла регулирования) и перепада давления на фильтрах-грязеуловителях;
- давления масла, воды, раствора пенообразователя, воздуха во вспомогательных системах;
- плотности нефтепродукта;
- температуры нефтепродукта;
- температуры воздуха;
- температуры подшипников насосных агрегатов, корпусов насосов, обмоток электродвигателей;
- вибрации насосных агрегатов;
- загазованности помещений;
- расхода нефтепродукта (объемного и массового);

• массы нефтепродуктов в резервуарах;

• уровня нефтепродукта в емкостях сбора утечек, воды в емкостях пожарного запаса и раствора пенообразователя;

• силы тока, напряжения, мощности.

4.2.10.2. Измерительные каналы (ИК) должны обеспечивать получение результатов с нормируемой точностью. Элементы аппаратуры, входящей в состав измерительного канала (чувствительные элементы, датчики, усилители, блоки преобразования), должны иметь сертификаты утверждения типа средств измерений Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (бывш. Госстандарта России).

4.2.10.3. Нормированными метрологическими характеристиками ИК (ГОСТ 23222-88) являются основная и дополнительная погрешности.

Основная приведенная погрешность измерительных каналов не должна превышать значений (%):

• давления нефтепродукта — 0,6;

• давления во вспомогательных системах — 1,5;

• температуры нефтепродукта — 0,5;

• температуры воздуха — 1,0;

• температуры (подшипников насосных агрегатов, корпусов насосов, обмоток электродвигателей, масла, воды) — 2,0;

• расхода нефтепродукта — 0,25 (для коммерческого учета), 0,6 (для оперативного учета);

• уровня нефтепродукта (воды, раствора пенообразователя) — 2,5;

• силы тока, напряжения, мощности — 0,5;

• вибрации — 10,0;

• загазованности — 5,0.

Основная погрешность измерения плотности нефтепродукта для плотномеров, используемых для коммерческого учета, не должна превышать 0,3 кг/м^3.

Дополнительная погрешность ИК не должна превышать половины основной погрешности при изменении температуры окружающей среды во всем диапазоне рабочих температур и отклонении напряжения питания в допустимых пределах.

4.2.11. Требования по надежности.

4.2.11.1. Вероятность безотказной работы (ГОСТ 27883-88, ГОСТ 27.002-89) по функциям для основного технологического оборудования должна составлять за 2000 ч, не менее:

- по функциям автоматической защиты — 0,98;
- по функциям программного управления — 0,92;
- по измерению и отображению информации — 0,9.

4.2.11.2. Средний срок службы системы автоматизации — 10 лет.

4.2.11.3. Отказом функции защиты считается невыполнение или неправильное выполнение переключения (отключения) оборудования при аварийной ситуации.

Отказом функции управления считается невыполнение или неправильное выполнение принятой команды управления.

Отказом функции измерения и отображения считается отсутствие или искажение контролируемого параметра на устройстве отображения информации.

Требования к техническим средствам

4.2.12.1. Вводимые системы (средства) автоматизации должны иметь разрешение Госгортехнадзора России на применение оборудования на объектах магистральных нефтепродуктопроводов согласно РД 08-343-00.

4.2.12.2. Все электрооборудование, используемое во взрывоопасных зонах, должно соответствовать требованиям Закона РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», «Правил технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов» (РД 153-39.4-041-99) и «Правил устройства электроустановок» и иметь сертификаты Госэнергонадзора России.

4.2.12.3. Средства автоматизации по исполнению для различных климатических районов и категории размещения в части воздействия климатических факторов внешней среды – УХЛ4 в соответствии с ГОСТ 15150-69*.

При строительстве перекачивающих станций на открытом воздухе приборное оборудование, вторичные блоки, контроллеры и др. могут размещаться в блок-боксах или специализированных контейнерах, оснащенных системой, работающей в автоматическом режиме и обеспечивающей необходимые для нормального функционирования климатические условия.

4.2.12.4. Питание системы автоматизации осуществляется от сети переменного тока напряжением В и частотой 50 ±1 Гц согласно ГОСТ 12997-84*, в которой возможно кратковременное (до 20 с) снижение напряжения питания на 50%; снижение напряжения не должно вызывать выдачу ложных команд и сигналов.

Должны быть предусмотрены источники гарантированного питания с буферной аккумуляторной батареей, обеспечивающие работу (удержание) магнитных пускателей при снижении или отключении напряжения питания.

4.2.12.5. Для питания технических средств системы автоматизации должны быть предусмотрены источники бесперебойного питания (ИБП), которые должны обеспечивать работу технических средств системы, кроме принтеров, в течение не менее одного часа после исчезновения напряжения сети, иметь защиту от перезарядки аккумуляторов.

При отсутствии напряжения в сети (или фазы) и включении источника бесперебойного питания в журнале событий и аварий в системе автоматизации должно регистрироваться время (включения и отключения ИБП) с выдачей звукового сигнала.

4.3. Особенности автоматизации перекачивающих станций с использованием микропроцессорных средств

4.3.1. Требования к функционированию системы автоматизации.

4.3.1.1. Микропроцессорная система автоматизации ПС (система автоматизации) должна предусматривать:

- функционирование централизованной или распределенной системы автоматизации с возможностью расширения выполняемых функций без изменения структуры программного обеспечения;
- работу системы автоматизации ПС автономно и в составе многоуровневой автоматизированной системы управления трубопроводным транспортом нефтепродуктов;
- установку по месту или дистанционно системного времени и поддержание отсчета времени;
- наличие открытых спецификаций на интерфейсы, протоколы и форматы данных.

4.3.1.2. Система автоматизации должна предусматривать:

возможность централизованного контроля и управления:

- из операторной, с АРМ оператора, — для перекачивающих станций без резервуарных парков. При наличии стационарной системы автоматического пожаротушения и узлов учета количества и контроля качества нефтепродуктов организуются дополнительные АРМ, размещенные в операторной;

• из местного диспетчерского пункта (МДП), с АРМ оператора, — для перекачивающих станций с резервуарными парками и участками МНПП (ЛПДС). Для системы автоматического пожаротушения и узлов учета количества и контроля качества нефтепродуктов организуются дополнительные АРМ, размещенные в МДП. При наличии на объекте двух и более перекачивающих станций (направлений перекачки) рекомендуется предусматривать АРМ оператора по направлениям перекачки нефтепродуктов;

возможность телеконтроля и телеуправления из районного диспетчерского пункта (РДП), с АРМ диспетчера участка МНПП, обслуживаемого производственным отделением.

4.3.2. Требования к структуре системы автоматизации

4.3.2.1. Для улучшения ремонтопригодности и обеспечения минимизации ремонта система автоматизации должна иметь модульную конструкцию и обеспечивать взаимозаменяемость однотипных модулей без дополнительной настройки.

4.3.2.2. Микропроцессорная система автоматизации ПС может иметь трехуровневую структуру – нижний, средний и верхний уровни.

4.3.2.3. К нижнему уровню системы автоматизации относятся:

• датчики технологических параметров;
• исполнительные механизмы;
• приборы, регистрирующие давление;
• показывающие приборы, устанавливаемые по месту.

К среднему уровню системы автоматизации относятся программно-аппаратные модули (блоки) управления технологическим оборудованием ПС на базе программируемых логических контроллеров (ПЛК).

Контроллеры, которые осуществляют управление технологическим оборудованием, могут быть выполнены по схеме со 100% оперативным резервированием, а сетевые модули, установленные в контроллерах, использовать два независимых канала подключения к полевым шинам для реализации полевой шины с оперативным резервом.

Может быть предусмотрено использование переносного пульта (компьютера типа Notebook), подключаемого к любому контроллеру для проведения локального мониторинга при ремонтных (профилактических) работах.

4.3.2.5. Верхний уровень системы автоматизации включает

АРМ оператора, АРМ инженера, серверы ввода-вывода (рабочий и резервный).

АРМ оператора ПС реализуется на базе двух промышленных компьютеров, работающих параллельно и независимо друг от друга.

АРМ инженера предназначен для службы эксплуатации средств автоматизации.

Сервер ввода-вывода обеспечивает связь системы автоматизации ПС с многоуровневой автоматизированной системой управления трубопроводным транспортом нефтепродуктов.

4.3.2.6. Верхний уровень системы автоматизации должен обеспечивать:

- прием информации о состоянии объекта;
- мониторинг технологического процесса и получение трендов измеряемых технологических параметров;
- оперативное управление технологическим процессом;
- регулирование давления перекачивающей станции;
- архивацию событий нижнего уровня, действий оператора и команд из РДП;
- формирование базы данных.

На принтер АРМ оператора выводится следующая информация:

- таблицы, графики, отображаемые на видеомониторе;
- периодические отчеты о работе ПС;
- перечни аварийных ситуаций за сутки, неделю, месяц;
- перечни неисправностей с указанием времени их возникновения;
- другая информация, формируемая на АРМ оператора.

Компьютеры АРМ оператора связаны с контроллерами среднего уровня по собственным независимым полевым шинам.

4.3.3. Требования к вычислительным средствам.

4.3.3.1. Время обработки сигналов, включающее интервал времени от появления сигнала на входе модуля ввода до появления соответствующего сигнала реакции на выходе модуля вывода, при работе программ автоматической защиты не должно превышать 0,5 с (без учета времени задержки согласно карте уставок).

4.3.3.2. Время обработки сигналов и появления сообщения на экране не должно превышать 2 с.

4.3.3.3. Время обновления кадров на экране и регистрации сообщений устройством печати не должно превышать 2 с.

4.3.3.4. Время передачи управляющего сигнала с клавиатуры или «мыши» не должно превышать 0,5 с.

4.3.3.5. Аппаратные устройства контроллеров должны иметь средства самоконтроля, обеспечивающие их тестирование:

- функционирования активных элементов;
- программ пользователя;
- интерфейсных каналов и цепей датчиков;
- функционирования модулей ввода-вывода.

Самоконтроль должен осуществляться в фоновом режиме.

При обнаружении неисправности должны определяться характер и место неисправности, формироваться сигналы, которые могут быть использованы для принятия мер по устранению последствий отказа.

4.3.3.6. В системах автоматизации для резервирования функций аварийных защит должны применяться контроллеры аварийных защит (КАЗ) или блоки ручного аварийного отключения (БРАО) при отсутствии 100% оперативного резервирования контроллеров.

4.3.3.6.1. В составе БРАО необходимо предусматривать средства подачи команд управления:

- аварийного отключения ПС;
- отключения магистральных и подпорных насосных агрегатов;
- закрытия агрегатных задвижек и задвижек на линии подключения ПС к магистральному нефтепродуктопроводу;
- включения пожарных насосов (при отсутствии стационарной системы пожаротушения);
- открытия задвижек на линиях подачи пены (при отсутствии стационарной системы пожаротушения).

4.3.3.6.2. Кнопки БРАО должны воздействовать на магнитные пускатели приводов и соленоиды высоковольтных выключателей непосредственно или через промежуточные реле, использующие напряжение питания вышеуказанных пускателей или соленоидов.

4.3.4. Требования к функциям контроля и анализа

4.3.4.1. Функции контроля заданных режимов работы должны предусматривать непрерывный мониторинг значений технологических параметров, параметров состояния оборудования.

4.3.4.2. Система автоматизации должна иметь защиту от кратковременных ложных сигналов неисправностей, аварий.

4.3.4.3. При обработке аналоговых значений измеряемых параметров должны осуществляться:

• сглаживание и фильтрация мгновенных значений (параметры сглаживания и фильтрации должны быть доступны для программной настройки);

• проверка на достоверность по предельным (физическим и технологическим) значениям, скорости изменения параметров и т.п.;

• сравнение с задаваемыми оператором предельными значениями для каждого аналогового параметра (не менее четырех значений) с выдачей соответствующих тревожных сообщений.

4.3.4.4. Уведомление оператора о тревожном сообщении должно подтверждаться операцией квитирования. Эта операция не должна совмещаться с операцией деблокировки сообщения.

4.3.4.5. Функция контроля заданных режимов работы должна предусматривать контроль исправности датчиков и проверку их показаний с учетом имеющейся избыточности информации.

4.3.4.6. Система автоматизации должна предусматривать:

• контроль команд оператора и их запрет, если они могут привести к аварийным ситуациям;

• контроль целостности цепей управления, в т.ч. пусковых цепей;

• контроль целостности цепей аварийной и пожарной сигнализации.

4.3.5. Требования к функциям отображения.

4.3.5.1. Состояние и параметры работы оборудования ПС должны отображаться на экранах компьютеров АРМ оператора в реальном масштабе времени, на мнемосхемах, использующих стандартные мнемосимволы, на показывающих приборах, установленных вблизи технологического оборудования.

Экраны мониторов компьютеров должны быть цветными и иметь размеры по диагонали не менее 19" — для мониторов с ЭЛТ и не менее 18" — для мониторов с ЖКИ.

4.3.5.2. Для отображения информации должны использоваться всплывающие окна, тренды, графики изменения измеряемых технологических параметров.

4.3.5.3. При отображении информации должны использоваться следующие цвета:

• зеленый — включен (агрегат), открыта (задвижка);

- желтый — отключен (агрегат), закрыта (задвижка);
- голубой — в оперативном резерве (агрегат);
- красный — отключен автоматически (агрегат) по защите;
- зеленый пульсирующий — включается (агрегат), открывается (задвижка);
- желтый пульсирующий — отключается (агрегат), закрывается (задвижка);
- красный пульсирующий — отключается автоматически (агрегат) по защите;
- коричневый — в ремонте (агрегат);
- синий — готов к работе (агрегат);
- серый — нет связи с объектом.

4.3.5.4. Система автоматизации должна обеспечивать просмотр значений параметров, характеризующих состояние технологического процесса и оборудования, в виде трендов. В оперативных трендах должна отображаться информация в реальном времени за предшествующий период до 2 ч (при возможности — за сутки), долгосрочные тренды должны обеспечивать просмотр информации, полученной за период до 1 мес.

Система автоматизации должна обеспечивать:

- масштабирование экранов трендов;
- одновременный вывод нескольких графиков (не менее шести) на экран по выбору оператора;
- выбор масштабов по значению контролируемой величины (раздельно для каждого параметра) и времени.

Время считывания данных из базы данных или файла — не более 10 с.

4.3.5.5. Функции отображения могут предусматривать режим «помощь».

4.3.5.6. На экране монитора должно быть предусмотрено место для отображения аварийных сообщений.

4.3.6. Требования к функциям документирования, регистрации и архивации.

4.3.6.1. В системе автоматизации должны формироваться следующие журналы событий и аварий (допускается выполнять совмещение журналов):

- журнал технологических событий и аварий;
- журнал событий и аварий в системе автоматизации.

Во всех журналах необходимо регистрировать дату и время возникновения событий и аварий.

При проверке журналов должен обеспечиваться выбор и сортировка событий по следующим признакам:

- времени возникновения (дата и время);
- типу;
- текстовому шаблону.

4.3.6.2. Система автоматизации должна обеспечивать составление сводок текущих измерений параметров, текущего состояния оборудования, перечней отказов, времени наработки основного и вспомогательного оборудования.

4.3.6.3. Все команды, передаваемые с АРМ оператора, сигналы изменения состояния оборудования и аварийные сообщения должны регистрироваться на устройстве печати и в журнале событий и аварий. Аварийные сообщения должны выделятся в цвете.

Перечень сигналов изменения состояния оборудования, регистрируемых на устройстве печати, должен быть настраиваемый.

4.3.6.4. Система автоматизации должна обеспечивать составление периодических и месячных отчетов о работе ПС.

4.3.6.5. Система автоматизации должна предусматривать создание оперативных файлов (оперативный архив) и долгосрочное архивирование данных (долгосрочный архив).

4.3.6.6. Объемы файлов должны выбираться из расчета хранения информации в архиве:

- по трендам измеряемых параметров в оперативном архиве — 1 сутки;
- по трендам измеряемых параметров в долгосрочном архиве — 1 месяц;
- по двухчасовым параметрам в оперативном архиве — 1 месяц;
- по двухчасовым параметрам в долгосрочном архиве — 1 год;
- по итоговым суточным и месячным сводкам в оперативном архиве — 3 месяца;
- по итоговым суточным и месячным сводкам в долгосрочном архиве — 1 год;
- по журналу событий и аварий в оперативном архиве — 1 месяц;
- по журналу событий и аварий в долгосрочном архиве — 1 год.

4.3.7. Требования к функциям обмена данными.

4.3.7.1. Проектирование систем автоматизации и телемеханизации с использованием микропроцессорных средств должно выполняться с учетом создания единых сетевых структур и базироваться на архитектуре открытых систем.

4.3.7.2. Все программируемые логические контроллеры, используемые в локальных системах автоматики, должны предусматривать возможность передачи информации в технологическую сеть ПЛК ПС. ПЛК должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 518402001, ГОСТ Р 51841-2001. Программирование должно осуществляться в соответствии с требованиями МЭК (IEC) 61131-3.

4.3.7.3. При обмене информацией необходимо использовать следующие протоколы:

- Modbus — для связи ПЛК с вторичными блоками измерительных приборов;
- Modbus + (plus) — для связи между ПЛК;
- протокол в соответствии с требованиями МЭК (IEC) 61158 — для связи между ПЛК и передачи данных от интеллектуальных датчиков в ПЛК;
- канальный протокол Ethernet, транспортный TCP/IP — для связи между АРМ оператора и АРМ инженера вычислительной сети МДП.

4.3.7.4. Системное время ПЛК должно быть синхронизировано с системным временем компьютеров АРМ оператора.

4.3.8. Требования к информационному обеспечению.

4.3.8.1. Информационное обеспечение должно включать:

- информационные массивы баз данных, содержащие нормативно-справочную информацию;
- информационные массивы переменной информации, используемой для решения прикладных задач и отображения информации;
- массивы обменных сообщений между системой автоматизации ПС и другими системами (например, многоуровневой автоматизированной системой управления трубопроводным транспортом нефтепродуктов, системой телемеханики линейной части МНПП).

4.3.8.2. Смысловые значения параметров информации должны быть унифицированы в соответствии с приложением Г (таблица Г.2).

4.3.9. Требования к программному обеспечению.

4.3.9.1. Программное обеспечение (ПО) должно выполнять логические и вычислительные операции по реализации функций сбора, обработки, хранения, управления, передачи и представления данных в соответствии с функциями системы автоматизации и включать: общесистемное, прикладное, специальное ПО и программы тестового контроля.

4.3.9.2. Общесистемное ПО должно быть реализовано на базе стандартной операционной системы, используемой в АРМ оператора и локальной вычислительной сети и обеспечивающей функционирование системы автоматизации в режиме реального времени с задержками согласно 4.3.3. Операционная система должна быть сертифицирована.

Общесистемное ПО должно быть открытым и обеспечивать возможность изменения конфигурации системы.

4.3.9.3. Пакет прикладных программ должен предусматривать автоматизацию описания параметров, набор стандартных логических и вычислительных функций, наличие развитого визуально-графического инструментального пакета, ориентированного на стандартную операционную систему.

4.3.9.4. Программные модули должны предусматривать возможность:

- маскирования сигналов положения, значений параметров на время ремонтных и профилактических работ или при неисправности датчиков;
- имитации сигналов защит и состояния оборудования для проверки действия защит.

4.3.9.5. Прикладное ПО должно обеспечивать возможность его дальнейшего расширения и модернизации. Разработка прикладного ПО должна осуществляться с использованием АРМ инженера и не требовать дополнительных инструментальных средств.

4.3.9.6. Программирование контроллеров должно выполняться на языках программирования, предусмотренных МЭК (IEC) 61131-3.

4.3.9.7. Пакет программ тестового контроля должен обеспечить проверку сохранности информации и работоспособности технических средств, входящих в состав системы автоматизации, как в режиме подключения к технологическому оборудованию (on line), так и в автономном режиме (off line).

4.3.9.8. Программное обеспечение должно быть построено по

модульному принципу и предусматривать поддержку распределенных и централизованных систем контроля и управления.

4.3.9.9. Программное обеспечение должно предусматривать:

- регламентирование (по паролям) доступа к базам данных и информационным массивам;
- регламентирование (по паролям) доступа к прикладному ПО;
- защиту информации от несанкционированного доступа или непреднамеренного воздействия;
- действия оператора с помощью клавиатуры и устройства типа «мышь».

Ограничения по доступу должны предусматривать:

- по паролю оператора — разрешение текущей работы по управлению технологическим процессом и оборудованием ПС, выставление режимов управления ПС;
- по паролю лица, ответственного за безопасную эксплуатацию ПС, — разрешение изменения (корректировки) уставок общестанционных и агрегатных защит, временных уставок, предельных значений аналоговых параметров, маскирования и имитации параметров и состояния оборудования.

4.3.10. Требования к техническим средствам.

4.3.10.1. Модули ввода аналоговой информации должны обеспечивать прием сигналов от:

- датчиков с унифицированными сигналами 0-5 мА, 0-20 мА, 4-20 мА, 0-10 В;
- термопреобразователей сопротивления платиновых с номинальной статической характеристикой 100 П по ГОСТ 6651-94;
- термопреобразователей сопротивления медных с номинальной статической характеристикой 50 М по ГОСТ 6651-94;
- реостатных преобразователей сопротивлением 100 Ом с линейной характеристикой;
- преобразователей термоэлектрических по ГОСТ Р 50342-92.

Питание аналоговых датчиков может осуществляться от индивидуальных или групповых блоков питания (при необходимости — с искробезопасными барьерами).

4.3.10.2. Модули ввода дискретной информации должны обеспечивать прием сигналов от контактных или бесконтактных датчиков напряжения 24 В постоянного тока и 220 В переменного тока.

Сопротивление датчика в замкнутом состоянии — не более 10 Ом, в разомкнутом состоянии — не менее 50 кОм.

4.3.10.3. Модули вывода дискретной информации должны предусматривать замыкание (или размыкание) контакта с разрывной мощностью до 220 ВА при напряжении 220 В переменного тока.

4.3.10.4. Контакты управления объектами не должны иметь общих точек.

4.3.10.5. Модули вывода аналоговой информации должны предусматривать выдачу управляющего аналогового сигнала 4-20 мА при расстоянии до устройства управления до 200 м.

4.3.10.6. Клеммники под два провода входных и выходных цепей должны быть рассчитаны на присоединение медных и алюминиевых проводов сечением 2,5 мм^2. Конструкция клеммников должна исключать ослабление контактов под действием вибрации.

4.3.10.7. Клеммные сборки для подключения искробезопасных цепей должны быть отделены от клеммных сборок для подключения остальных цепей в соответствии с ПУЭ и иметь таблички с надписями «искробезопасные цепи».

4.3.10.. Аналоговые и дискретные входы и выходы должны *иметь защиту от наводок и перенапряжений, возникающих в со*единительных линиях, в соответствии с нормами МЭК 801-4 [3] для 3-го уровня прокладки линий.

4.3.10.9. Средства автоматизации должны иметь резерв по входным и выходным каналам не менее 15% по каждому УСО и не менее 20% — по клеммникам.

4.3.10.10. Автоматическое включение резерва (АВР) и автоматическое повторное включение (АПВ) должны выполняться в соответствии с ГОСТ 13109-97.

4.4. Автоматизация резервуарных парков

4.4.1. В резервуарных парках (РП) с резервуарами вместимостью свыше 10000 м^3 или при количестве резервуаров меньшей вместимости свыше шести необходимо предусматривать управление из МДП.

4.4.2. Автоматизация РП предусматривает:

- централизацию управления резервуарным парком;
- автоматическую защиту;
- автоматическое пожаротушение (стационарную систему пожаротушения).

4.4.3. Централизация управления резервуарным парком.

4.4.3.1. Система измерения массы нефтепродуктов предусматривает:

- дистанционное измерение уровня нефтепродукта в каждом резервуаре;
- дистанционное измерение массы нефтепродукта в каждом резервуаре;
- дистанционное измерение средней температуры нефтепродукта в каждом резервуаре;
- дистанционное измерение плотности нефтепродукта (при необходимости).

4.4.3.2. Система управления резервуарным парком предусматривает:

- селективную сигнализацию максимального и минимального уровней нефтепродуктов во всех резервуарах;
- аварийную сигнализацию при срабатывании защит;
- дистанционное управление задвижками резервуарного парка и сигнализацию их положения.

4.4.4. Для уровнемеров, используемых для коммерческих операций, основная абсолютная погрешность измерения не должна превышать ±3,0 мм.

4.4.5. Автоматическая защита резервуарного парка предусматривает:

- автоматическую защиту резервуаров от переливов;
- автоматическую защиту от превышения давления в трубопроводах подачи нефтепродуктов в РП и технологических трубопроводах РП.

4.4.6. При достижении в резервуаре максимального аварийного уровня нефтепродукта (в случае, если произошел отказ в работе сигнализатора максимального уровня) автоматическая защита от перелива должна обеспечивать закрытие его приемной задвижки и переключение потока нефтепродукта в другой резервуар.

Для автоматической защиты резервуара от перелива должен использоваться датчик максимального аварийного уровня, не связанный с датчиком измерителя текущего уровня.

В резервуарах с плавающей крышей или понтоном следует устанавливать три сигнализатора максимального аварийного уровня, дублирующих друг друга.

4.4.7. Настройка максимального аварийного уровня резерву-

ара производится выше максимального уровня, допустимого по конструкции резервуара, на величину, соответствующую количеству нефтепродукта, который может поступить в резервуар за время закрытия его приемной задвижки с учётом инерционности датчика максимального аварийного уровня.

Максимальный (допустимый) уровень заполнения резервуара определяется по его технической документации.

4.4.8. Автоматическая защита от превышения давления в трубопроводах подачи нефтепродуктов в резервуарный парк и в его технологических трубопроводах может выполняться посредством подключения к трубопроводу, в котором повысилось давление, специально выделенной емкости. Подключение емкости должно проводиться с использованием электроприводной задвижки, параллельно которой устанавливаются механические предохранительные клапаны. Уставка системы защиты по давлению должна настраиваться на значение давления на 10% ниже давления срабатывания предохранительного клапана.

4.4.9. В системах управления резервуарными парками может предусматриваться контроль скорости наполнения или опорожнения резервуаров.

При превышении допустимой скорости наполнения (опорожнения) открывается задвижка на линии сброса нефтепродукта в специально выделенные емкости (или подключаются дополнительные резервуары).

4.4.10. В системах управления резервуарными парками должна предусматриваться блокировка задвижек для предотвращения смешения разных видов (марок) последовательно перекачиваемых нефтепродуктов.

4.5. Автоматизация наливных пунктов

4.5.1. Наливные устройства и сооружения наливных пунктов должны удовлетворять требованиям РД 153-39.4-041-99 и ВНТП 5-95.

4.5.2. Автоматизация наливных пунктов должна предусматривать контроль скорости нефтепродуктов в трубопроводах при наливе.

Допустимая скорость нефтепродукта определяется в зависимости от его объемного электрического сопротивления и не должна превышать 5 м/с при удельном объемном сопротивлении

нефтепродукта не более 10 Ом · м или более 10 Ом · м при температуре вспышки паров выше 61°С. При температуре вспышки паров ниже 61°С допустимая скорость определяется «Рекомендациями» [6].

4.5.3. Система измерения массы нефтепродуктов предусматривает автоматическое измерение:

- плотности нефтепродуктов;
- массы (нетто) отпущенных нефтепродуктов;
- объема отпущенных нефтепродуктов.

4.5.4. Автоматизация железнодорожных наливных устройств предусматривает:

- контроль (по месту) давления в наливных коллекторах;
- дистанционное управление насосами;
- местное управление запорной арматурой.

4.5.5. Автоматизация автомобильных наливных устройств предусматривает:

- дистанционное задание количества отпускаемых нефтепродуктов в единицах объема;
- измерение (по месту) количества отпущенных нефтепродуктов в единицах объема;
- защиту от переливов при достижении заданного уровня налива нефтепродуктов в автоцистернах.

4.5.6. Для учета количества нефтепродуктов (в единицах объема и (или) массы), отпускаемых в автоцистерны, используются автоматизированные системы налива нефтепродуктов.

4.5.6.1. Автоматизированная система налива должна предусматривать наличие:

- счетчика отпускаемых нефтепродуктов с дискретностью 10 л или 1 л и классом точности 0,5 или 0,25;
- датчика максимального уровня нефтепродуктов в автоцистерне;
- клапана-отсекателя и клапана снижения расхода для предотвращения гидроударов при выключении насоса;
- кнопки ручного (аварийного) отключения насоса;
- устройства для заземления автоцистерн с автоматической блокировкой налива.

4.5.6.2. Обработка информации (сигналов) со счетчиков и датчиков и формирование сигналов на включение (отключение) насосов и клапанов осуществляется программируемыми логическими контроллерами.

4.5.6.3. Компьютеры АРМ оператора отпуска нефтепродуктов связаны с контроллерами по собственным независимым полевым шинам.

4.5.6.4. Для учета количества нефтепродуктов, отпускаемых в автоцистерны (в единицах объема и (или) массы), в автоматизированной системе налива должно предусматриваться оформление сопроводительных документов на отпущенные нефтепродукты (товарно-транспортные накладные, счета-фактуры и т.д.), выдача разрешений на отпуск нефтепродуктов, формирование отчетов и их архивирование.

В системе должен предусматриваться поточный измеритель плотности нефтепродуктов; в случае отказа или отсутствия плотномера ввод значения плотности нефтепродуктов производится вручную.

4.5.6.5. Связь автоматизированных систем налива нефтепродуктов с автоматизированной системой управления трубопроводным транспортом нефтепродуктов должна быть реализована через сервер ввода-вывода.

4.5.7. Для учета количества нефтепродуктов, наливаемых в железнодорожные цистерны, используется автоматизированная система взвешивания нефтепродуктов.

4.5.7.1. Автоматизированная система взвешивания должна предусматривать реализацию функций:

- запуска системы взвешивания;
- запуска системы налива;
- блокировку налива для защиты от перелива;
- запрет запуска при аварии.

4.5.7.2. При запуске системы взвешивания определяются и вводятся в действие выбранные весы, компьютером системы обработки задается масса отпускаемого нефтепродукта, на экране монитора отображаются: порядковый номер, дата и время налива, номер цистерны, масса отпускаемого нефтепродукта.

По команде оператора на принтере распечатываются: порядковый номер, дата и время налива, номер цистерны, масса отпускаемого нефтепродукта.

4.5.7.3. При запуске системы налива индикатор массы устанавливается на «нуль» и включаются насосы.

4.5.7.4. Налив может происходить в режимах «пониженного расхода» и «полного расхода».

Режим «пониженного расхода» устанавливается в начале налива; при достижении массы наливаемого нефтепродукта 5-10% от заданной величины устанавливается режим «полного расхода». При достижении массы наливаемого нефтепродукта 90-95% включается режим «пониженного расхода».

4.5.7.5. Производительность налива нефтепродукта при использовании автоматизированной системы взвешивания не должна превышать 200 кг/с (в режиме «полного расхода») с учетом требований п. 4.5.2.

В режиме «пониженного расхода» производительность налива нефтепродукта составляет 50 кг/с.

4.5.7.6. Интервал импульсов отсчета массы нефтепродукта должен быть не менее 50 кг на один импульсный интервал, т.е. точность налива должна быть не хуже, чем 50 кг.

4.5.7.7. При достижении заданной величины массы отпускаемого нефтепродукта происходит блокировка налива нефтепродукта.

4.5.7.8. При аварии системы налива и системы взвешивания должен предусматриваться запрет запуска системы налива (прекращение налива нефтепродукта) с регистрацией массы отпущенного нефтепродукта.

4.5.8. При наливе нефтепродуктов (бензинов) в автоцистерны и железнодорожные цистерны должен обеспечиваться отвод вытесняемой из цистерн паровоздушной смеси (паров) и ее утилизация.

4.5.8.1. Автоматизированные блоки утилизации паров (БУП) позволяют:

- значительно снизить выбросы в атмосферу, улучшить экологическую обстановку;
- уменьшить взрывопожароопасность объектов налива;
- значительно уменьшить потери легких фракций углеводородов.

4.5.8.2. Автоматизированные блоки утилизации паров должны предусматривать:

- включение их в работу при начале процесса налива нефтепродукта;
- автоматический переход в режим «ожидание» при прекращении процесса налива нефтепродукта;
- отображение на экране монитора компьютера их состояние (включен/отключен);
- автоматическую остановку при возникновении в них неисправностей;

• сброс паров в атмосферу в случае неисправности.

4.5.9. Объем автоматизации наливных пунктов определяется ВНТП 5-95 и уточняется при проектировании.

4.6. Автоматическое пожаротушение

4.6.1. На всех ПС магистральных нефтепродуктопроводов должно предусматриваться автоматическое пожаротушение помещений со взрывоопасными зонами согласно НПБ 110-99 с учетом требований НПБ 75-98, НПБ 88-2001.

4.6.2. Система автоматического пожаротушения должна обеспечивать выполнение функции автоматической пожарной сигнализации.

4.6.3. Система автоматического пожаротушения должна предусматривать:

• автоматическую селективную световую и звуковую сигнализации в пункте управления и в месте возникновения пожара;

• автоматическое, дистанционное и местное управление средствами автоматического пожаротушения;

• автоматический контроль исправности системы пожарной сигнализации и пожаротушения, в т.ч. наличия напряжения в схемах управления насосами и задвижеками системы пожаротушения;

• возможность выдачи селективного сигнала о пожаре в систему автоматизации ПС;

• возможность снятия (квитирования) звуковой сигнализации;

• контроль световой и звуковой сигнализаций по запросу.

4.6.4. Система автоматического пожаротушения должна исключать выдачу ложных сигналов о пожаре.

4.6.5. Размещение пожарных извещателей в защищаемом помещении следует производить в соответствии с НПБ 88-2001.

4.7. Прокладка кабелей системы автоматики

4.7.1. При прокладке кабелей системы автоматики следует соблюдать следующие правила:

цепи сигналов управления и сигнализации напряжением 220 В переменного тока и напряжением 24 В постоянного тока должны предусматриваться в разных кабелях;

аналоговые сигналы должны передаваться с помощью экранированных кабелей раздельно от цепей сигналов управления и сигнализации;

сигналы последовательной передачи данных (интерфейсные соединения между контроллерами) передаются по кабелям типа «витая пара» или оптоволоконным кабелям;

сигналы управления и контроля для взаиморезервируемых механизмов должны передаваться по разным кабелям.

4.7.2. Для обмена информацией между контроллерами при длине линий связи более 100 м рекомендуется использовать оптоволоконные кабели.

4.7.3. При совместной прокладке кабелей системы автоматики следует руководствоваться приведенными в табл. 4.1 расстояниями между кабелями.

Таблица 4.1

Расстояния между кабелями системы автоматики при открытой совместной прокладке

Кабели системы автоматики	Расстояние между кабелями, мм					
	Высоковольтный кабель	Силовой кабель напряжением 220 В переменного тока	Кабель управления и сигнализации напряжением 220 В переменного тока	Кабель управления и сигнализации напряжением 24 В постоянного тока	Кабель передачи аналоговых сигналов	Кабель передачи интерфейсных сигналов
1	2	3	4	5	6	7
Высоковольтный кабель	Н/н	Н/н	250	400	600	800
Силовой кабель напряжением 220 В переменного тока	Н/н	Н/н	100	250	250	400
Кабель управления и сигнализации напряжением 220 В переменного тока	250	100	Н/н	100	100	100
Кабель управления и сигнализации напряжением 24 В постоянного тока	400	250	100	Н/н	Н/н	100
Кабель передачи аналоговых сигналов	600	250	100	Н/н	Н/н	Н/н
Кабель передачи интерфейсных сигналов	800	400	100	100	Н/н	Н/н

Н/н — расстояние между кабелями не нормируется.

5 ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ

5.1. Общие положения по телемеханизации объектов магистральных нефтепродуктопроводов

5.1.1. Средства телемеханизации объектов магистральных нефтепродуктопроводов предназначены для обеспечения дистанционного контроля и управления технологическим оборудованием ПС и линейной части МНПП из местного диспетчерского пункта (МДП) и районного диспетчерского пункта (РДП).

5.1.2. Объектами телемеханизации МНПП являются перекачивающие станции с магистральными и подпорными насосными агрегатами, резервуарные парки, линейная часть МНПП.

5.1.3. Телемеханизация магистральных нефтепродуктопроводов должна обеспечивать:

- централизованный контроль и оптимизацию режимов работы МНПП;
- централизованный контроль состояния технологического оборудования МНПП;
- оперативный контроль параметров перекачки;
- централизованное управление магистральными, подпорными насосными агрегатами, вспомогательными системами и запорно-регулирующей арматурой ПС и линейной части МНПП.

5.1.4. Объем информации, передаваемой по системе телемеханики, приведен в таблице Г.1 приложения Г.

5.1.5. Смысловое понимание параметров информации, передаваемой по системе телемеханики, должно соответствовать таблице Г.2 приложения Г.

5.1.6. Время поступления любого аварийного сообщения с объектов на уровень диспетчера РДП не должно превышать 5 с.

Время передачи диспетчером РДП управляющей команды на любой телемеханизированный объект не должно превышать 5 с.

Общее время сбора информации со всех объектов магистрального нефтепродуктопровода на уровне РДП не должно превышать 20 с.

5.1.7. Комплекс средств линейной телемеханики должен обеспечивать отображение на экране в операторной ПС (МДП, РДП) состояние задвижек, давление в линейной части и на водных переходах МНПП.

5.1.8. Комплекс средств телемеханики должен обеспечивать получение и выдачу информации, необходимой для работы системы обнаружения утечек (СОУ), или реализовать функции СОУ.

5.2. Система телемеханики перекачивающей станции

5.2.1. Система телемеханики ПС (система станционной телемеханики) предназначена для обеспечения централизованного контроля и управления технологическим оборудованием ПС с помощью систем автоматизации.

5.2.2. Система телемеханики ПС должна обеспечивать реализацию функций:

- телесигнализации:
  состояния вспомогательных систем магистральных и подпорных насосных агрегатов;
  положения и изменения состояния запорной арматуры;
  положения и изменения состояния регуляторов давления;
  срабатывания аварийных защит;
  отключения питания и перехода на резервное питание;
  перехода на дистанционное и местное управление;
  приема и пуска разделителей, средств очистки и диагностики;
  прохождения зон смесей нефтепродуктов;
- телеуправления:
  оборудованием ПС (магистральными и подпорными агрегатами, вспомогательными системами, узлами приема и пуска разделителей, средств очистки и диагностики);
  телерегулирования:
  задания значений уставок регуляторов давления;
- телеизмерения:

давления, расхода, плотности, температуры, вибрации, силы тока, напряжения, мощности.

5.2.3. Система телемеханики ПС должна обеспечивать формирование, обработку и передачу данных. Обмен информацией с РДП производственного отделения осуществляется по телемеханическим протоколам, принятым в ОАО «АК «Транснефтепродукт».

5.2.4. По надежности система телемеханики ПС должна удовлетворять требованиям ГОСТ 26.205-88:

• средняя наработка на отказ одного канала каждой функции системы телемеханики 1 группы должна быть не менее 10000 ч (1-я ступень), не менее 18000 ч (2-я ступень);

• средний срок службы — не менее 8 лет (1-я ступень), не менее 12 лет (2-я ступень).

5.2.5. По достоверности передаваемой информации система телемеханики должна соответствовать 1 категории по ГОСТ 26.205-88.

Вероятность трансформации команд не должна превышать 10^{-14}, вероятность образования ложной команды должна быть не более 10^{-12}.

Основная приведенная погрешность преобразования аналоговых сигналов не должна превышать 0,25%.

5.2.6 Средства телемеханики ПС должны иметь источники бесперебойного питания (ИБП), которые должны обеспечивать работу средств телемеханики в течение не менее 60 мин после исчезновения напряжения в сети, иметь защиту при перезарядке аккумуляторов.

5.3. Система телемеханики линейной части МНПП

5.3.1. Система телемеханики линейной части МНПП (линейная телемеханика) предназначена для централизованного контроля и управления оборудованием линейной части МНПП.

5.3.2. Система телемеханики линейной части МНПП должна выполнять функции:

• телесигнализации:
состояния охранной сигнализации и положения дверей (ПКУ, колодцев с запорной арматурой, при необходимости);
состояния и положения запорной арматуры;
состояния станций катодной защиты;
прохождения разделителей, средств очистки и диагностики (при необходимости);
срабатывания моментных выключателей задвижек (при необходимости);
положения линейных разъединителей питающей ЛЭП, выключателей ВЛ (при необходимости);
минимальной температуры в ПКУ (при необходимости);

• телеуправления:
линейной запорной арматурой;

линейными разъединителями питающей ЛЭП, выключателями ВЛ (при необходимости);
деблокировкой сигнала прохождения разделителей, средств очистки и диагностики (СОД);

- телеизмерения:
давления в трубопроводе;
защитного потенциала «труба-земля»;
выходного (выпрямленного) тока СКЗ;
расхода, плотности, температуры нефтепродукта (при необходимости);
температуры в ПКУ (при необходимости).

5.3.3. Система телемеханики линейной части МНПП должна обеспечивать формирование, обработку и передачу данных. Обмен информацией с операторной (МДП) ПС осуществляется по телемеханическим протоколам, принятым в ОАО «АК «Транснефтепродукт».

5.3.4. Основная приведенная погрешность преобразования аналоговых сигналов не должна превышать 0,25%.

5.3.5. По надежности система телемеханики линейной части МНПП должна удовлетворять требованиям ГОСТ 26.205-88:

- средняя наработка на отказ одного канала каждой функции системы телемеханики 1 группы должна быть не менее 10000 ч (1-я ступень), не менее 18000 ч (2-я ступень).

5.3.6. По достоверности передаваемой информации система телемеханики должна соответствовать 1 категории по ГОСТ 26.205-88.

Вероятность трансформации команд не должна превышать 10^{-14}, вероятность образования ложной команды должна быть не более 10^{-12}.

Рекомендуется предусматривать управление задвижками линейной части МНПП с помощью двух раздельных команд для снижения вероятности ложного срабатывания и обеспечивать обратную связь с объектом — посылку квитанции о прохождении первой (подготовительной) команды телеуправления задвижками.

5.3.7. Средства телемеханики линейной части МНПП должны иметь источники бесперебойного питания, которые должны поддерживать работу средств телемеханики (вместе с датчиками) в течение не менее 3 ч после исчезновения напряжения в сети, иметь защиту при перезарядке аккумуляторов.

5.4. Особенности телемеханизации МНПП с использованием ПЛК

5.4.1. Программируемые логические контроллеры (ПЛК), входящие в комплексы телемеханики, должны удовлетворять требованиям:

- объем памяти пользователя должен соответствовать сложности задач, решаемых контроллером, среднее время выполнения 1000 логических инструкций (операций) должно быть не более 3-5 мс (ГОСТ 29125);
- время сохранения информации в энергонезависимых блоках памяти линейной телемеханики при отключении электропитания должно быть не менее 1000 ч при рабочих условиях эксплуатации согласно ГОСТ Р 51841-2001.

5.4.2. Контроллеры должны иметь средства диагностики и самоконтроля (тестового контроля) и сервисные средства для технического обслуживания согласно ГОСТ Р 51841-2001.

5.4.3. Электропитание контроллеров, провалы и прерывания напряжения должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 51841-2001.

5.5. Требования к системе обнаружения утечек из МНПП

5.5.1. Сбор информации с линейной части МНПП в СОУ может осуществляться по каналам системы телемеханики или иным каналам связи.

5.5.2. Минимальная величина обнаруживаемых утечек нефтепродукта из МНПП должна быть не более 1% фактического мгновенного расхода в установившемся режиме и 5% в переходном режиме (при запуске и остановке насосных агрегатов, переключении технологических линий и т.д.) работы нефтепродуктопровода.

В условиях отсутствия перекачки при заполненном нефтепродуктом МНПП, находящимся под избыточным давлением более 0,3 МПа, минимальная величина обнаруживаемых утечек должна быть не более 35 л/мин.

5.5.3. Точность обнаружения места утечки нефтепродукта на защищаемом участке МНПП должна быть не хуже ±500 м. Время обнаружения места утечки должно быть не более 5 мин.

5.5.4. При обнаружении утечки нефтепродукта СОУ должна

обеспечивать автоматическое формирование и выдачу сообщения, которое содержит следующую информацию:

- дату и время обнаружения утечки;
- место обнаружения утечки (километр трассы);

Сообщение должно отображаться на АРМ оператора (диспетчера), фиксироваться в журнале событий и аварий и сопровождаться световой и звуковой сигнализацией.

5.5.5. Система обнаружения утечек должна сохранять работоспособность в течение не менее 30 мин при пропадании напряжения питания.

5.5.6. Все события должны иметь привязку к реальному времени с точностью не хуже 50 мс.

5.5.7. При потере связи СОУ должна обеспечивать фиксацию данных в течение не менее 15 последних минут с их последующей обработкой после восстановления связи.

5.5.8. СОУ должна автоматически тестироваться в заданное время не реже одного раза в сутки, а также в любой момент по команде оператора с регистрацией результатов тестирования в журнале событий и аварий системы.

5.6. Каналы связи

5.6.1. Каналы связи для телемеханики должны удовлетворять «Нормам на электрические параметры каналов тональной частоты магистральной и внутризоновых первичных сетей» (Приказ Министерства связи РФ № 43 от 15.04.1996 г.) и требованиям ГОСТ 21655-87.

Цифровые каналы должны удовлетворять «Нормам на электрические параметры цифровых каналов и трактов магистральной и внутризоновых первичных сетей» (Приказ Министерства связи РФ № 92 от 10.08.1996 г.).

5.6.2. Каналы связи должны обеспечивать обмен информацией по телемеханическим и стандартным телекоммуникационным протоколам в режиме «мультиточка».

5.6.3. Согласно ГОСТ Р МЭК 870-4-93 средняя частота искажения бита информации, передаваемой по каналам телемеханики, должна быть не более 10^{-4}.

5.6.4 Используемые средства телемеханики должны обеспечивать работу по выделенным некоммутируемым каналам, организованным по кабельным, оптоволоконным линиям связи и

радиоканалам. Вид канала связи определяется при проектировании.

Уровни приема и передачи должны соответствовать ГОСТ 21655-87.

По аналоговому 4-проводному каналу рекомендуется передавать информацию со скоростью (не менее):

- по кабельным линиям связи — 2,4 Кб/с;
- по радиоканалам — 19,2 Кб/с;

Основной цифровой канал должен обеспечивать передачу данных со скоростью — 64 Кбит/с.

6. МНОГОУРОВНЕВАЯ АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНЫМ ТРАНСПОРТОМ НЕФТЕПРОДУКТОВ

6.1. Назначение и структура системы

6.1.1. Многоуровневая автоматизированная система управления трубопроводным транспортом нефтепродуктов (далее — система) предназначена для автоматизированного централизованного контроля и управления технологическими процессами транспортирования нефтепродуктов по магистральным нефтепродуктопроводам.

6.1.2. Целью создания системы является:

- повышение безопасности и надежности эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов;
- оптимальное управление грузопотоками нефтепродуктов по маршрутам транспортирования;
- контроль и сигнализация изменения состояния технологического оборудования;
- осуществление учета материальных и энергетических ресурсов;
- формирование и выдача отчетов и справок по транспортированию нефтепродуктов, работе оборудования, технологическому процессу и работе системы;
- дистанционное управление работой технологического оборудования.

6.1.3. Система представляет собой многоуровневую иерархическую структуру с раздельным административным управлением на каждом уровне:

• главный диспетчерский пункт (ГДП) ОАО «АК «Транснефтепродукт» (Компании);

• центральные диспетчерские пункты (ЦДП) дочерних обществ;

• районные диспетчерские пункты (РДП) производственных отделений (ПО);

• местные диспетчерские пункты (МДП) ЛПДС, операторные ПС.

6.1.4. Объем и вид информации, передаваемой на различных уровнях управления, различные и уточняются при проектировании систем.

6.2. Состав системы и ее функциональные задачи

6.2.1. Многоуровневая автоматизированная система управления трубопроводным транспортом нефтепродуктов должна решать функциональные задачи оперативного диспетчерского контроля и управления:

• отображения технологической информации;

• сбора, регистрации и формирования событий и аварий, в т.ч. и пожаров;

• контроля прохождения партий нефтепродуктов;

• обнаружения утечек на магистральном нефтепродуктопроводе;

• передачи команд управления из РДП (МДП, операторной) на средства автоматики и телемеханики;

а также информационно-справочные и расчетно-аналитические функциональные задачи:

• оперативного учета нефтепродуктов;

• учетно-расчетных операций и ведения отчетов;

• оперативно-справочные.

6.2.2. Технологическими объектами управления системы могут являться перекачивающие станции, отдельные магистральные нефтепродуктопроводы или системы магистральных нефтепродуктопроводов, участки магистральных нефтепродуктопроводов.

6.2.3. В связи с различием задач и функций, реализуемых на иерархических уровнях управления (МДП, РДП, ЦДП, ГДП), эти функции должны определятся проектом с учётом ответственности соответствующего структурного подразделения и его персона-

ла (ПС, ЛДПС, производственных отделений, дочерних обществ, Компании) за оборудование, сооружения и трубопроводы.

6.2.4. Для контроля нарушения герметичности МНПП (или несанкционированного подключения к МНПП) и определения места возникновения негерметичности (несанкционированного подключения) предназначена система обнаружения утечек. СОУ должна быть интегрирована в многоуровневую автоматизированную систему управления трубопроводным транспортом нефтепродуктов, связь с которой осуществляется по локальной вычислительной сети.

6.3. Требования к системе

6.3.1. Режим функционирования системы — круглосуточный, непрерывный.

Информационно-справочные и расчетно-аналитические задачи должны решаться с периодичностью: 2 ч, смена, сутки, по запросам.

6.3.2. Система должна обеспечивать прием информации от систем автоматизации ПС, выполнять проверку работоспособности средств связи между ее уровнями и компонентами.

6.3.3. Требования к надежности системы:

- показатели надежности системы должны удовлетворять требованиям ГОСТ Р МЭК 870-4-93;
- вероятность безотказной работы (выполнения функций) системы за 4000 ч должна быть не менее:
- по программному управлению — 0,9;
- по измерению и отображению информации — 0,85.

6.3.4. Показатели назначения:

- система должна сохранять свое назначение при отклонении параметров объекта контроля и управления в пределах, допускающих его работоспособность, эффективную и безопасную эксплуатацию.

6.3.5. Требования к передаче информации.

Информация по контрольным точкам МНПП должна предоставляться с запаздыванием не более 1 мин — в центральный диспетчерский пункт дочернего общества и не более 3 мин — в главный диспетчерский пункт Компании.

Информация о состоянии технологических объектов МНПП по запросам должна предоставляться с запаздыванием не более

5 мин в центральный диспетчерский пункт дочернего общества и не более 5 мин — в главный диспетчерский пункт Компании.

Показатели достоверности передачи информации в системе должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 870-4-93.

В системе диспетчерского контроля должно устанавливаться единое московское время с автоматической синхронизацией. Должен быть предусмотрен механизм повторного запуска синхронизации в случае сбоя.

Выполнение функций с участием диспетчера не должно приостанавливать процесс сбора, обработки и контроля технологических параметров.

В системе могут применяться типы данных в соответствии с типами данных протокола, разработанного на основании МЭК 870-5 по ГОСТ Р МЭК 870-5-1-95.

6.4. Способы и средства связи системы

6.4.1. Обмен информацией (данными) между иерархическими уровнями системы и другими системами из состава единой автоматизированной системы управления трубопроводным транспортом нефтепродуктов (ЕАСУ) должен быть реализован средствами интегрированной вычислительной сети.

6.4.2. Вычислительная сеть должна объединять локальные вычислительные сети (ЛВС) Компании, дочерних обществ, производственных отделений и перекачивающих станций. ЛВС включают серверное и коммутационное оборудование, средства связи, системы энергообеспечения (в т.ч. источники бесперебойного питания), программные средства и компьютеры, установленные на каждом уровне управления.

6.4.3. Обмен информацией между компьютерами в ЛВС должен осуществляться по протоколам, принятым в вычислительной сети ЕАСУ.

6.4.4. Каналы вычислительной сети должны обеспечивать передачу информации со скоростью:

между дочерними обществами и производственными отделениями — не менее 64 Кбит/с;

между Компанией и дочерними обществами — не менее 128 Кбит/с.

Цифровые тракты, организованные в оптоволоконных и радиорелейных системах, должны обеспечивать передачу данных со скоростью 2048 Кбит/с и выше.

6.4.5. Аппаратная платформа построения ЕАСУ должна базироваться на компьютерах IBM PC совместимой архитектуры.

6.4.6. Информационная безопасность на всех уровнях управления обеспечивается программными и аппаратными средствами системы посредством:

- использования в ЛВС протоколов передачи данных требуемого типа и конфигурации;
- организации идентификации пользователей системы;
- разграничения прав пользователей на использование ресурсов сети и хранящихся данных;
- создания резервных копий массивов данных;
- разграничения прав на функциональные задачи.

6.5. Требования к функциям отображения

6.5.1. Системой должна быть предусмотрена возможность отображения на экране монитора одновременно нескольких технологических схем в окнах или на нескольких мониторах.

6.5.2. Системой должен обеспечиваться просмотр аналоговых значений в виде графиков (трендов):

- оперативных;
- долгосрочных.

В оперативных трендах должна отображаться информация в реальном масштабе времени за предшествующий период до 2 ч.

Долгосрочные тренды должны обеспечивать просмотр информации до 1 месяца.

6.5.3. В системе должны формироваться следующие журналы:

- журнал технологических событий;
- журнал технологических аварий;
- журнал событий в системе контроля и управления объектами;
- журнал аварий в системе контроля и управления объектами.

Должна быть обеспечена автоматическая световая и звуковая сигнализация аварий и аварийных режимов.

6.5.4. Система должна обеспечивать выдачу информации о нарушении герметичности магистрального нефтепродуктопровода, полученной по СОУ, а также световую и звуковую сигнализацию о нарушении герметичности МНПП.

6.5.5. Прохождение разделителей, средств очистки и диагностики, а также зон смеси нефтепродуктов должно отображаться на экране монитора.

6.5.6. Система должна контролировать наличие свободной емкости и нефтепродуктов в каждом резервуаре или в резервуарном парке с отображением на экране монитора в табличном виде (в графическом — по запросу).

6.5.7. Должно контролироваться положение запорной арматуры (с цветовым отображением ее состояния) и срабатывание моментных выключателей (при необходимости).

6.5.8. Должны отображаться режимы работы насосных агрегатов ПС и резервуаров РП.

6.5.9. При команде управления должно контролироваться время ее выполнения по изменению состояния технологического оборудования, формироваться событие и регистрироваться в журнале.

6.5.10. Должны контролироваться отключение электроэнергии и формироваться сигнал аварии с записью в журнале, на экране монитора должно отображаться сообщение с указанием места отключения электроэнергии.

6.5.11. При команде должен обеспечиваться контроль ее выполнения.

6.5.12. Требования к функциям архивирования.

В системе должны вестись следующие архивы:

- журналы технологических событий и аварий;
- долгосрочные тренды аналоговых измерений.

Должна быть обеспечена возможность записи в файл для хранения любой части архивов.

6.5.13. Требования к функциям ввода-вывода.

Серверы ввода-вывода должны обеспечивать опрос системы телемеханики по протоколам МЭК 870-5 и иным протоколам, принятым в ЕАСУ.

6.5.14. Требования к функциям защиты информации.

Функции защиты информации отражены в п. 6.4.6.

В системе должен быть обеспечен доступ к информации в соответствии с правами доступа пользователей (в т.ч. администратора системы, диспетчера, руководителей, главных специалистов, дежурных инженеров).

Журналы событий и аварий и долгосрочные тренды измеряемых параметров должны быть защищены от удалений и исправлений содержащейся в них информации.

Изменение прав доступа к информации осуществляет администратор системы.

При отключении электропитания информация должна сохранятся в энергонезависимых блоках памяти системы.

6.6. Требования к видам обеспечения системы

6.6.1. Техническое обеспечение.

Аппаратной платформой построения системы должны быть компьютеры IBM PC совместимой архитектуры.

6.6.2. Информационное обеспечение.

В системе применяются типы данных в соответствии с типами данных протокола, разработанного на основании МЭК 870-5 (стандарт IEC 870-5).

Структура и способы организации данных должны соответствовать требованиям стандартных интерфейсов.

6.6.3. Информация должна иметь регламент хранения с последующей архивацией:

- журналы событий, аварий и тренда — 1 месяц;
- статистика отказов оборудования — 1 месяц;
- данные по суточному учету нефтепродуктов — 7 суток;
- данные по суточному учету электроэнергии — 7 суток;
- данные по переключению оборудования за сутки — 7 суток;
- данные по приему-сдаче нефтепродуктов — 1 месяц.

Приложение А (обязательное)

НАСТРОЙКА ПРИБОРОВ ЗАЩИТЫ ПО ДАВЛЕНИЮ

А.1. Приборы защиты по минимальному давлению на входе магистральных насосных агрегатов ПС настраиваются в пределах до 0,85 рабочего давления на входе, но не ниже значения допустимого по условиям кавитации насосов.

Для селективности срабатывания защит рекомендуется принимать разницу между настройкой приборов на разных ступенях защиты (по максимальному и максимальному аварийному давлениям) не менее половины абсолютной погрешности менее точного прибора.

А.2. При отсутствии необходимого запаса по давлению допускается осуществлять настройку приборов защиты по минимальному и минимальному аварийному давлению на входе ПС на одинаковое значение и предусматривать срабатывание защит с разными выдержками времени с интервалом 5-10 секунд.

А.3. Значения уставок давления до и после узла регулирования — сумма максимального рабочего давления и половины абсолютной погрешности измерения приборов (при классе точности приборов ±2,5%).

При классе точности приборов меньше ±2,5% значения уставок давления до и после узла регулирования должны превышать максимальное рабочее давление на 1 кгс/см^2 в связи со значительной пульсацией давления нефтепродукта в трубопроводе.

А.4. Уставка защиты по максимальному давлению на выходе ПС устанавливается ниже уставки защиты по максимальному аварийному давлению с учетом погрешностей приборов защиты по давлению (при классе точности приборов ±2,5%).

При классе точности приборов меньше ±2,5% значения уставки максимального аварийного давления на выходе ПС должно превышать максимальное давление на 1 кгс/см^2 в связи со значительной пульсацией давления нефтепродукта в трубопроводе.

А.5. Конкретные значения уставок защит устанавливаются в соответствии с утвержденной картой уставок технологических защит.

Приложение Б (рекомендуемое)

АВТОМАТИЗАЦИЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ СООРУЖЕНИЙ

Б.1. При размещении оборудования вспомогательных сооружений в отдельных (удаленных от операторной) помещениях или блоках рекомендуется устанавливать аппаратуру управления непосредственно в этих помещениях или блоках. В этом случае в операторную (или МДП) могут подаваться только обобщенные сигналы о состоянии и неисправности оборудования.

Б.2. Автоматизация системы водоснабжения.

Б.2.1 Контроль над работой системы водоснабжения рекомендуется осуществлять по сигналу о наличии давления в водопроводной сети и уровне в емкости запаса воды.

Б.2.2. Порядок включения устройств подготовки и очистки воды системы питьевого водоснабжения должен обеспечивать их работоспособность к моменту начала поступления воды в устройства очистки.

Б.2.3. Сооружения системы водоснабжения должны соответствовать требованиям СНиП 2.04.02-84.

Б.3. Автоматизация канализационных сооружений.

Б.3.1. Сооружения системы промышленной канализации следует автоматизировать аналогично системе откачки утечек нефтепродуктов на ПС.

Б.4. Автоматизация котельных установок

Б.4.1. Параметры защиты оборудования, объем контроля и сигнализации для котлов следует принимать в соответствии с требованиями завода-изготовителя.

Б.4.2. Система автоматики котла должна обеспечивать прекращение подачи топлива и отключение котла при нарушениях режима его работы, которые могут вызвать повреждение котла, а также при исчезновении напряжения в цепях автоматики.

Б.4.3. В котельных, работающих на жидком и газообразном топливе, рекомендуется предусматривать автоматическое регулирование процессов горения.

Б.4.4. В котельной следует устанавливать устройства для учета производимого тепла и потребляемого топлива.

Б.4.5. В помещении котельной должна предусматриваться автоматическая сигнализация о возникновении пожара.

Б.4.6. При пожаре в котельной следует произвести отключение котла в соответствии с инструкцией по его эксплуатации.

Б.4.7. Котельные должны оборудоваться средствами для контроля наличия угарного газа (CO).

Котельные, работающие на газообразном топливе, должны быть дополнительно оборудованы системами контроля горючих газов.

Б.4.8. В операторной (МДП) предусматривается сигнализация:

- максимального и минимального уровней в топливных баках;
- минимальной температуры воды;
- состояния котла (включен);
- состояния насосов;
- аварийного отключения котла;
- пожара в котельной;
- повышенной концентрации угарного газа (CO) и горючих газов.

Приложение В (рекомендуемое)

ОБЪЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ МНПП

Таблица В.1

Перечень параметров контроля и защиты магистрального насосного агрегата

Параметры контроля и защиты	Воздействие на технологическое оборудование
1. Максимальная температура: подшипников агрегата, корпуса насоса, обмоток статора электродвигателя	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной (МДП)
2. Максимальная аварийная температура: подшипников агрегата, корпуса насоса	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной (МДП). Отключение агрегата без выдержки времени, АВР. Обобщенный сигнал (ОС) «Авария агрегата» в РДП
3. Максимальные аварийные утечки нефтепродукта через торцевые и сальниковые уплотнения насоса	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной (МДП). Отключение агрегата без выдержки времени, закрытие агрегатных задвижек, АВР. ОС «Авария агрегата» в РДП
4. Максимальная вибрация агрегата	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной (МДП)
5. Максимальная аварийная вибрация агрегата	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной (МДП). Отключение агрегата с выдержкой времени, закрытие агрегатных задвижек, АВР. ОС «Авария агрегата» в РДП
6. Минимальное аварийное давление масла в системе смазки	Световая и звуковая сигнализация в операторной (МДП). Отключение агрегата с выдержкой времени, АВР. ОС «Авария агрегата» в РДП

Продолжение табл. В.1

Параметры контроля и защиты	Воздействие на технологическое оборудование
7. Минимальное аварийное давление охлаждающей воды	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной (МДП). Отключение агрегата с выдержкой времени, АВР. ОС «Авария агрегата» в РДП
8. Минимальное аварийное давление воздуха на входе в полость и на выходе из полости электродвигателя, возбудителя	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной (МДП). Отключение агрегата с выдержкой времени, АВР. ОС «Авария агрегата» в РДП
9. Минимальное аварийное давление затворной жидкости в камере насосов типа НК	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной (МДП). Отключение агрегата с выдержкой времени, АВР. ОС «Авария агрегата» в РДП
10. Электрическая защита электродвигателя	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной (МДП). Отключение агрегата без выдержки времени, АВР. ОС «Авария агрегата» в РДП
11. Несанкционированное изменение положения любой из агрегатных задвижек работающего агрегата	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной (МДП). Отключение агрегата, АВР. ОС «Авария агрегата» в РДП
12. Отсутствие напряжения в цепях управления агрегатных задвижек	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП)
13. Отказ программы пуска агрегата	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение агрегата, АВР.ОС «Авария агрегата» в РДП
14. Отказ программы остановки агрегата	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Повторная остановка агрегата. АВР отсутствует

Продолжение табл. В.1

Параметры контроля и защиты	Воздействие на технологическое оборудование
15. Отключение агрегата кнопкой «Стоп» по месту	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение агрегата без выдержки времени, закрытие агрегатных задвижек, АВР отсутствует. ОС «Авария агрегата» в РДП
16. Отсутствие напряжения питания схем защиты (релейных систем автоматики)	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение агрегата с выдержкой времени, АВР отсутствует. ОС «Авария агрегата» в РДП
17. Максимальное аварийное давление в торцовой камере упорного подшипника насоса	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение агрегата без выдержки времени, АВР. ОС «Авария агрегата» в РДП
18. Неисправность цепей управления высоковольтным выключателем	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). ОС «Неисправность цепей управления» в РДП
19. Минимальное аварийное давление в камере беспромвального соединения	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение агрегата без выдержки времени, АВР. ОС «Авария агрегата» в РДП

Таблица В.2

Перечень параметров контроля и защиты подпорного насосного агрегата

Параметры контроля и защиты	Воздействие на технологическое оборудование
1. Максимальная температура: подшипников агрегата, корпуса насоса	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП)
2. Максимальная аварийная температура: подшипников агрегата, корпуса насоса	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение агрегата без выдержки времени, АВР. Обобщенный сигнал (ОС) «Авария агрегата» в РДП
3. Максимальные аварийные утечки нефтепродукта через торцевые и сальниковые уплотнения насоса	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение агрегата без выдержки времени, закрытие агрегатных задвижек, АВР. ОС «Авария агрегата» в РДП
4. Максимальная вибрация агрегата	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП)
5. Максимальная аварийная вибрация агрегата	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение агрегата с выдержкой времени, закрытие агрегатных задвижек, АВР. ОС «Авария агрегата» в РДП
6. Минимальное аварийное давление на выходе насоса	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение агрегата с выдержкой времени, АВР. ОС «Авария агрегата» в РДП
7. Электрическая защита электродвигателя	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение агрегата без выдержки времени, АВР. ОС «Авария агрегата» в РДП

Продолжение табл. В.2

Параметры контроля и защиты	Воздействие на технологическое оборудование
8. Несанкционированное изменение положения любой из агрегатных задвижек работающего агрегата	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение агрегата, АВР. ОС « Авария агрегатов » в РДП
9. Отсутствие напряжения в цепях управления агрегатных задвижек	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП)
10. Отказ программы пуска агрегата	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение агрегата, АВР. ОС «Авария агрегата» в РДП
11. Отказ программы остановки агрегата	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Повторная остановка агрегата. АВР отсутствует
12. Отключение агрегата кнопкой «Стоп» по месту	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение агрегата без выдержки времени, АВР отсутствует. ОС «Авария агрегата» в РДП
13. Отсутствие напряжения питания схем защиты (релейных систем автоматики)	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение агрегата с выдержкой времени, АВР отсутствует. ОС «Авария агрегата» в РДП

Таблица В.3

Перечень параметров контроля и защиты магистральной насосной

Параметры контроля и защиты	Воздействие на технологическое оборудование
1. Максимальный уровень загазованности в общем зале (насосном зале)	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Световая сигнализация «Загазованность» над входом в общий зал (насосный зал) и внутри помещения. Включение аварийной вентиляции общего зала (насосного зала). После снижения уровня загазованности и исчезновения сигнала «Загазованность» вентиляторы продолжают работать в течение не менее 15 мин
2. Максимальный уровень загазованности в помещении маслосистемы	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Световая сигнализация «Загазованность» над входом в помещение маслосистемы. Включение вентиляторов в помещении маслосистемы. После снижения уровня загазованности и исчезновения сигнала «Загазованность» вентиляторы продолжают работать в течение не менее 15 мин
3. Максимальный уровень загазованности в помещении узла регуляторов давления	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Световая сигнализация «Загазованность» над входом в помещение узла регуляторов давления (УРД). Включение вентиляторов в помещении УРД. После снижения уровня загазованности и исчезновения сигнала «Загазованность» вентиляторы продолжают работать в течение не менее 15 мин

Продолжение табл. В.3

Параметры контроля и защиты	Воздействие на технологическое оборудование
4. Максимальный уровень загазованности в помещении насосов откачки утечек	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Световая сигнализация «Загазованность» над входом в помещение насосов откачки утечек. Включение вентиляторов в помещении насосов откачки утечек. После снижения уровня загазованности и исчезновения сигнала «Загазованность» вентиляторы продолжают работать в течение не менее 15 мин
5. Сохранение (повышение) максимального уровня загазованности в общем зале (насосном зале) в течение более 10 мин после включения аварийной вентиляции	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Световая и звуковая сигнализации «Загазованность» над входом в общий зал (насосный зал) и внутри помещения. Включение аварийной вентиляции общего зала (насосного зала). Отключение МНА, закрытие агрегатных задвижек и задвижек на линии ПС к МНПП. Отключение маслонасосов, насосов откачки утечек из емкости сбора утечек. После снижения уровня загазованности и исчезновения сигнала «Загазованность» вентиляторы продолжают работать в течение не менее 15 мин. ОС «Загазованность» в РДП
6. Сохранение (повышение) максимального уровня загазованности в помещении маслосистемы в течение более 10 мин после включения аварийной вентиляции	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Световая и звуковая сигнализации «Загазованность» над входом в помещение маслосистемы. Включение вентиляторов в помещении маслосистемы. Отключение МНА. После снижения уровня загазованности и исчезновения сигнала «Загазованность» вентиляторы продолжают работать в течение не менее 15 мин. ОС «Загазованность» в РДП

Продолжение табл. В.3

Параметры контроля и защиты	Воздействие на технологическое оборудование
7. Сохранение (повышение) максимального уровня загазованности в помещении узла регуляторов давления в течение более 10 мин после включения аварийной вентиляции	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Световая и звуковая сигнализации «Загазованность» над входом в помещение узла регуляторов давления (УРД). Включение вентиляторов в помещении УРД. Отключение МНА. Закрытие задвижек УРД. После снижения уровня загазованности и исчезновения сигнала «Загазованность» вентиляторы продолжают работать в течение не менее 15 мин. ОС «Загазованность» в РДП
8. Сохранение (повышение) максимального уровня загазованности в помещении насосов откачки утечек в течение более 10 мин после включения аварийной вентиляции	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Световая и звуковая сигнализации «Загазованность» над входом в помещение насосов откачки утечек. Включение вентиляторов в помещении насосов откачки утечек. Отключение МНА. Отключение насосов откачки утечек, закрытие их задвижек. После снижения уровня загазованности и исчезновения сигнала «Загазованность» вентиляторы продолжают работать в течение не менее 15 мин. ОС «Загазованность» в РДП
9. Максимальный аварийный уровень загазованности в общем зале (насосном зале)	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Световая и звуковая сигнализации «Загазованность» над входом в общий зал (насосный зал) и внутри помещения. Включение аварийной вентиляции общего зала (насосного зала). Отключение МНА, закрытие агрегатных задвижек и задвижек на линии от ПС к МНПП. Отключение маслонасосов, насосов откачки утечек из емкости сбора утечек. После снижения уровня загазованности и исчезновения сигнала «Загазованность» вентиляторы продолжают работать в течение не менее 15 мин. ОС «Загазованность» в РДП

Продолжение табл. В.3

Параметры контроля и защиты	Воздействие на технологическое оборудование
10. Максимальный аварийный уровень загазованности в помещении маслосистемы	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Световая и звуковая сигнализации «Загазованность» над входом в помещение маслосистемы. Включение вентиляторов в помещении маслосистемы. Отключение МНА. Отключение маслонасосов. После снижения уровня загазованности и исчезновения сигнала «Загазованность» вентиляторы продолжают работать в течение не менее 15 мин. ОС «Загазованность» в РДП
11. Максимальный аварийный уровень загазованности в помещении узла регуляторов давления	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Световая и звуковая сигнализации «Загазованность» над входом в помещение узла регуляторов давления (УРД). Включение вентиляторов в помещении УРД. Отключение МНА. Закрытие задвижек УРД. После снижения уровня загазованности и исчезновения сигнала «Загазованность» вентиляторы продолжают работать в течение не менее 15 мин. ОС «Загазованность» в РДП
12. Максимальный аварийный уровень загазованности в помещении насосов откачки утечек	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Световая и звуковая сигнализации «Загазованность» над входом в помещение насосов откачки утечек. Включение вентиляторов в помещении насосов откачки утечек. Отключение МНА. Отключение насосов откачки утечек, закрытие их задвижек. После снижения уровня загазованности и исчезновения сигнала «Загазованность» вентиляторы продолжают работать в течение не менее 15 мин. ОС «Загазованность» в РДП

Продолжение табл. В.3

Параметры контроля и защиты	Воздействие на технологическое оборудование
13. Пожар в общем зале (насосном зале)	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Световая и звуковая сигнализации «Пожар» над входом в общий зал (насосный зал) и внутри помещения. Отключение МНА, закрытие агрегатных задвижек и задвижек на линии от ПС к МНПП. Отключение маслонасосов, приточно-вытяжной вентиляции общего зала (насосного зала), подпорной вентиляции электродвигателей, подпорных вентиляторов электрозала, беспромвальной вентиляции, насосов откачки утечек из емкости сбора утечек. Включение пенонасоса. Открытие задвижек на основной линии пенотушения и на линии общего зала (насосного зала). Сигнал в РДП. Сигнал на пожарный пост
14. Пожар в электрозале	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Световая и звуковая сигнализации «Пожар» над входом в электрозал и внутри помещения. Отключение МНА, закрытие агрегатных задвижек и задвижек на линии от ПС к МНПП. Отключение маслонасосов, приточно-вытяжной вентиляции насосного зала, подпорных вентиляторов электрозала, беспромвальной вентиляции, насосов откачки утечек из емкости сбора утечек. Включение пенонасоса. Открытие задвижек пенотушения на основной линии и на линии электрозала. Сигнал в РДП. Сигнал на пожарный пост

Продолжение табл. В.3

Параметры контроля и защиты	Воздействие на технологическое оборудование
15. Пожар в помещении узла регуляторов давления	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Световая и звуковая сигнализации «Пожар» над входом в помещение УРД. Отключение МНА, закрытие агрегатных задвижек и задвижек на линии от ПС к МНПП, закрытие задвижек УРД. Отключение вентиляции в помещении УРД. Включение пенонасоса. Открытие задвижек пенотушения на основной линии и на линии помещения УРД. Сигнал в РДП Сигнал на пожарный пост
16. Пожар в помещении маслосистемы	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной (МДП). Световая и звуковая сигнализации «Пожар» над входом в помещение маслосистемы. Отключение МНА, закрытие агрегатных задвижек и задвижек на линии от ПС к МНПП. Отключение маслонасосов, вентиляции в помещении маслосистемы. Включение пенонасоса. Открытие задвижек пенотушения на основной линии и на линии помещения маслосистемы. Сигнал в РДП. Сигнал на пожарный пост
17. Пожар в помещении насосов откачки утечек	Визуальная и звуковая сигнализация в операторной (МДП). Световая и звуковая сигнализации «Пожар» над входом в помещение насосов откачки утечек. Отключение МНА, закрытие агрегатных задвижек и задвижек на линии от ПС к МНПП, отключение насосов откачки утечек и закрытие их задвижек. Отключение вентиляции в помещении насосов откачки утечек. Включение пенонасоса. Открытие задвижек пенотушения на основной линии и на линии помещения насосов откачки утечек. Сигнал в РДП. Сигнал на пожарный пост

Продолжение табл. В.3

Параметры контроля и защиты	Воздействие на технологическое оборудование
18. Затопление общего зала (насосного зала)	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение МНА, закрытие агрегатных задвижек и задвижек на линии от ПС к МНПП. Отключение маслонасосов. Отключение напряжения питания общего зала (насосного зала) ОС «Затопление» в РДП
19. Затопление помещения маслосистемы	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение МНА. Отключение маслонасосов. ОС «Затопление» в РДП
20. Затопление помещения узла регуляторов давления	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение МНА, закрытие задвижек УРД. ОС «Затопление» в РДП
21. Затопление помещения насосов откачки утечек	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение МНА, отключение насосов откачки утечек и закрытие их задвижек. ОС «Затопление» в РДП
22. Минимальное аварийное давление воздуха в коллекторе системы подпора камер беспромвального соединения	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение МНА. ОС «Авария» в РДП
23. Авария вспомогательных систем: подачи масла к подшипниковым узлам, охлаждения электродвигателей, подпорной вентиляции (электродвигателей, электрозала), приточно-вытяжной вентиляции	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение МНА. Отключение неисправной вспомогательной системы. ОС «Авария» в РДП

Продолжение табл. В.3

Параметры контроля и защиты	Воздействие на технологическое оборудование
24. Отключение ПС кнопкой «Стоп» по месту у входа в насосную (или со щита в операторной, или с АРМ оператора)	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение МНА, закрытие агрегатных задвижек и задвижек на линии от ПС к МНПП. Отключение маслонасосов. ОС «Авария» в РДП
25. Максимальный уровень в емкости сбора утечек	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Включение насоса откачки утечек из емкости сбора утечек
26. Максимальный аварийный уровень в емкости сбора утечек	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение МНА, закрытие агрегатных задвижек. ОС «Авария» в РДП
27. Максимальный аварийный уровень в маслобаках маслосистемы	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение МНА. Отключение маслонасосов. ОС «Авария» в РДП
28. Авария в ЗРУ	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). ОС «Авария в ЗРУ» в РДП
29. Минимальное давление на входе ПС	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение первого (по потоку) МНА. При сохранении минимального давления в течение 10 с — отключение следующего (по потоку) МНА и т.д. Сигнал в РДП
30. Минимальное аварийное давление на входе ПС	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Одновременное отключение всех насосных агрегатов. Сигнал в РДП

Продолжение табл. В.3

Параметры контроля и защиты	Воздействие на технологическое оборудование
31. Максимальное давление в коллекторе ПС до узла регуляторов давления	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение первого (по потоку) МНА. При сохранении максимального давления в течение 10 с — отключение следующего (по потоку) МНА и т.д. Сигнал в РДП
32. Максимальное аварийное давление в коллекторе ПС до узла регуляторов давления	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Одновременное отключение всех насосных агрегатов. Сигнал в РДП
33. Максимальное давление на выходе ПС после узла регуляторов давления	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение первого (по потоку) МНА. При сохранении максимального давления в течение10 с — отключение следующего (по потоку) МНА и т.д. Сигнал в РДП
34. Максимальное аварийное давление на выходе ПС после узла регуляторов давления	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Одновременное отключение всех насосных агрегатов. Сигнал в РДП
35. Отсутствие напряжения в щите общестанционной автоматики (для релейных систем автоматики)	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Отключение МНА. Сигнал в РДП
36. Температура воздуха в электрозале ниже +5°С	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Запрет запуска МНА. Включение второго вентилятора и калорифера системы приточной вентиляции электрозала. Сигнал в РДП

Примечание. Максимальный уровень загазованности — превышение содержания горючих газов (паров) более 10% нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПРП) согласно СНиП 2.04.05-91*.

Максимальный аварийный уровень загазованности — превышение содержания горючих газов (паров) более 20% НКПРП (если иное не регламентировано правилами технической эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов и другими действующими НТД).

Таблица В.4

Перечень параметров контроля и защиты резервуарного парка

Параметры контроля и защиты	Воздействие на технологическое оборудование
1. Максимальный уровень нефтепродукта в резервуаре	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Сигнал в РДП
2. Максимальный аварийный уровень нефтепродукта в резервуаре	Визуальная и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Закрытие задвижек на линии поступления нефтепродукта в резервуар. Открытие задвижки в другой резервуар или в специальную емкость для защиты резервуара от перелива. Сигнал в РДП
3. Максимальное давление в трубопроводе поступления нефтепродукта в РП	Световая и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Открытие задвижки для сброса нефтепродукта в специальную емкость. Сигнал в РДП
4. Пожар в резервуаре	Световая и звуковая сигнализации в операторной (МДП), звуковая сигнализация в РП. Закрытие задвижек на линии поступления нефтепродукта на горящий резервуар. Включение пенонасоса, открытие задвижек системы пенотушения горящего резервуара. Сигнал в РДП. Сигнал на пожарный пост
5. Превышение скорости наполнения (опорожнения) резервуаров	Световая и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Сигнал в РДП
6. Минимальный уровень нефтепродукта в резервуаре	Световая и звуковая сигнализации в операторной (МДП). Сигнал в РДП

Примечания.

К табл. В.1. Во время выполнения программы пуска или остановки магистральных насосных агрегатов их защита по вибрации должна быть автоматически заблокирована на время переходного процесса.

К табл. В 3. На ПС с резервуарами кроме защиты магистральной насосной по давлению выполняется отключение подпорной насосной (остановка работающих подпорных насосных агрегатов с выдержкой времени 5 с после подтверждения остановки всех магистральных насосных агрегатов), закрываются задвижки между магистральной и подпорной насосными, между подпорной насосной и резервуарным парком.

К табл. В.3. В релейных системах автоматизации допускается одновременное отключение магистральных насосных агрегатов, а в микропроцессорных системах автоматизации должно предусматриваться поочередное отключение магистральных насосных агрегатов.

Приложение Г (рекомендуемое)

ОБЪЕМ ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ МНПП

Перечень информации (телесигнализация, телеизмерение, телеуправление) приведены в табл. Г.1.

Таблица Г.1

Перечень информации, передаваемой по системе телемеханики

Наименование объекта	Вид передаваемой информации		
	Телесигнализация	Телеизмерение	Телеуправление
1. Магистральная насосная	Пожар, уровень загазованности, затопление, запрет дистанционного пуска, исчезновение напряжения в щитах автоматики, отключение насосной кнопкой «Стоп» по месту, отключение первого (по потоку) МНА по $P_{мин}$ на входе ПС, одновременное отключение всех МНА по $P_{мин\ авар}$ на входе ПС, отключение первого (по потоку) МНА по $P_{макс}$ в коллекторе до УРД, одновременное отключение всех МНА по $P_{макс\ авар}$ в коллекторе до УРД, отключение первого (по потоку) МНА по $P_{макс}$ на выходе ПС после УРД, одновременное отключение всех МНА по $P_{макс\ авар}$ на выходе ПС после УРД, одновременное отключение всех МНА по максимальному аварийному перепаду давления на регулирующем клапане, отключение из ЗРУ, максимальный аварийный уровень в емкости сбора утечек; режим управления — телемеханический	Перепад на фильтрах, давление на входе, давление на выходе, давление в коллекторе, температура нефтепродукта, расход нефтепродукта, плотность нефтепродукта	Открытие, закрытие задвижек на линии подключения ПС к МНПП, аварийное отключение ПС, деблокировка защит, допускающих дистанционный запуск МНА

Продолжение табл. Г.1

Наименование объекта	Вид передаваемой информации		
	Телесигнализация	Телеизмерение	Телеуправление
2. Вспомогательные системы	Авария вспомогательных систем, неисправность вспомогательных систем, аварийный максимальный уровень в маслобаках маслосистемы, вспомогательные системы включены	—	Включение, отключение
3. Система регулирования давления	Режим САР — телемеханический	Положение регулирующего органа, перепад давления на регуляторе, значения уставок регулятора давления	Задание уставок телерегулирования
4. Магистральный насосный агрегат	Включен, готов к дистанционному управлению, в резерве, аварийное отключение агрегата по значениям параметров (по месту, максимальные аварийные утечки нефтепродукта через уплотнения, $Р_{мин.авар.}$ масла, $Р_{мин.авар.}$ воздуха в корпусе ЭД, $Р_{мин.авар}$ охлаждающей воды, аварийная вибрация, аварийная температура подшипников, корпуса, отсутствие напряжения в цепях управления, отключение электрической защитой, $Р_{мин.авар}$ в камере беспромвального соединения), агрегат в процессе пуска, отказ программы пуска, агрегат в ремонте, неисправность цепей управления	Давление после агрегата	Включение, отключение

Продолжение табл. Г.1

Наименование объекта	Вид передаваемой информации		
	Телесигнализация	Телеизмерение	Телеуправление
5. Подпорная насосная	Пожар в помещении, уровень загазованности в помещении, затопление, аварийное отключение по месту, авария вспомогательных систем, неисправность вспомогательных систем	Давление на выходе	—
6. Подпорный насосный агрегат	Включен, готов к дистанционному управлению, в оперативном резерве, аварийное отключение агрегата (по месту, максимальные аварийные утечки нефтепродукта через уплотнения, максимальная аварийная температура подшипников, $Р_{мин.авар}$ на выходе, аварийная вибрация, неисправность цепей управления), агрегат в процессе пуска, агрегат в ремонте	—	Включение, отключение
7. Энергоснабжение	Авария в ЗРУ	—	—
8. Устройство приема и пуска разделителей, средств очистки и диагностики	Проход СОД, положение задвижек камеры приема и пуска СОД, режим управления задвижками	—	Открытие, закрытие задвижек
9. Резервуарный парк	Максимальный уровень в резервуарах, максимальный аварийный уровень в резервуарах, повышение давления в трубопроводе	Уровень взлива в резервуарах	—

Продолжение табл. Г.1

Наименование объекта	Вид передаваемой информации		
	Телесигнализация	Телеизмерение	Телеуправление
10. Узел линейной части МНПП	Проход СОД, положение задвижек, открытие дверей ПКУ, открытие колодца, режим управления задвижками	Давление, потенциал «труба-земля»	Открытие, закрытие задвижек, деблокировка сигнала прохождения СОД, телефонный вызов, включение, отключения разъединителя
11. Конечный пункт МНПП	Положение задвижек, приход СОД	Давление, потенциал «труба-земля»	Открытие, закрытие задвижек
12. Станция катодной защиты	—	Потенциал «труба-земля», сила тока	—

Таблица Г.2

Смысловые значения параметров информации, передаваемой по системе телемеханики

Наименование параметров	Смысловые значения параметров	Условия появления сигнала
1. Включен	Двигатель агрегата включен	Выключатель включен
2. Идет программа пуска	Процесс пуска идет по циклу: открытие задвижки на приеме — включение двигателя — открытие задвижки на выходе, или в другой принятой последовательности	Включена программа пуска агрегата
3. Готов к дистанционному управлению	Насосный агрегат подготовлен к включению или отключению	Система автоматизации определила готовность к дистанционному управлению
4. Авария	Насосный агрегат отключен собственной защитой или персоналом	Агрегат отключен защитой: по температуре, вибрации, давлению масла, воды, воздуха, повышенной утечке нефтепродукта, электрической, по отказу программы пуска или остановки, по отсутствию напряжения питания схем защиты и другим причинам
5. В оперативном резерве	Насосный агрегат находится в оперативном резерве	Обеспечена совокупность условий: ключ режима в положении «резервный», выполнены условия готовности агрегата к пуску

Продолжение табл. Г.2

Наименование параметров	Смысловые значения параметров	Условия появления сигнала
6. Исчезновение напряжения в ЗРУ	Сработала защита минимального напряжения на шинах 6-10 кВ, отключающая высоковольтные выключатели на отходящих линиях, в т.ч. насосных агрегатов. Защита срабатывает после исчезновения напряжения (порядка 9 с)	Сработало реле контроля напряжения на всех секциях шин 6-10 кВ ЗРУ
7. Сработала АЧР (автоматическая частотная разгрузка)	Сработала защита по снижению частоты в энергосистеме, отключающая один или два магистральных насосных агрегата.Защита позволяет повторный пуск агрегата после восстановления номинального значения частоты	Сработало реле АЧР на любой секции шин 6-10 кВ ЗРУ
8. Сработало АПВ (автоматическое повторное включение)	После исчезновения напряжения на шинах (не более 4 с) сработала программа, по которой включаются вспомогательные системы и работавший подпорный насосный агрегат, обеспечивая исходный режим ПС. МНА после подачи напряжения продолжает работать	Сработала схема АПВ
9. Авария в ЗРУ	Аварийный сигнал, фиксирующий отключение оборудования. По сигналу требуется срочно направить персонал для принятия мер	Сработало реле аварии в ЗРУ

Продолжение табл. Г.2

Наименование параметров	Смысловые значения параметров	Условия появления сигнала
10. Сработал АСН (автоматический сброс нагрузки)	Для разгрузки энергосистемы в критических ситуациях срабатывает система автоматического удержания, которая дистанционно (по каналам телемеханики от энергодиспетчера) передает команду АСН1. Эта команда принимается системой автоматики ПС, которая отключает первый по потоку нефтепродукта насосный агрегат. В случае, если нагрузка не восстановится, формируется команда АСН2 на отключение второго насосного агрегата	Сработали реле АСН1, АСН2 в системе автоматики ЗРУ
11. Минимальное давление на входе ПС	Устойчивое (по времени) снижение давления на входе ПС до величины, по которой отключается первый (по потоку) насосный агрегат	Сработала защита по минимальному давлению на входе ПС
12 Максимальное давление в коллекторе ПС	Повышение давления в коллекторе (до регулирующего органа) ПС до величины, при которой отключается первый (по потоку) насосный агрегат	Сработала защита по максимальному давлению в коллекторе ПС
13. Максимальное давление на выходе ПС	Повышение давления на выходе ПС (за регулирующим органом) до величины, при которой отключается первый (по потоку) насосный агрегат	Сработала защита по максимальному давлению на выходе ПС

Продолжение табл. Г.2

Наименование параметров	Смысловые значения параметров	Условия появления сигнала
14. Аварийное отключение ПС по давлению	Устойчивое (по времени) снижение давления на входе ПС или повышение давления на выходе ПС до величин, при которых ПС отключается	Сработала защита по аварийному давлению на входе или выходе ПС
15. Режим управления САР	САР подготовлена к заданию уставки давления	Положение ключа режима САР
16. Вспомогательные системы включены	Включены вспомогательные системы, обеспечивающие работу насосных агрегатов	Общий сигнал включения вспомогательных систем
17. Насос откачки утечек включен	Включен насос, откачивающий нефтепродукт из резервуара-сборника	Сигнал включения насоса откачки утечек
18. Запрет дистанционного запуска	Сигналы общестанционных защит, по которым запрещается управление ПС из РДП, МДП или операторной ПС до ликвидации аварии и деблокировки защит со щита оператора ПС	Авария по причине: загазованности, пожара, переполнения резервуара-сборника утечек, затопления, аварии вспомогательных систем, отключения ПС аварийной кнопкой, аварии в ЗРУ
19. Загазованность	Достижение, сохранение (повышение) максимального аварийного уровня загазованности, по которому ПС аварийно отключается	Сигнал при достижении сохранении (повышении) предельного уровня загазованности
20. Пожар	Срабатывание не менее двух датчиков, по сигналам которых ПС аварийно отключается	Сработала система пожарной сигнализации
21 Затопление	Достижение нефтепродуктом верхнего уровня в приямке насосного (общего) зала; по сигналу датчика ПС аварийно отключается	Сигнал датчика максимального уровня в приямке

Продолжение табл. Г.2

Наименование параметров	Смысловые значения параметров	Условия появления сигнала
22. Переполнение резервуара-сборника утечек нефтепродукта	Достижение максимального аварийного уровня в резервуаре-сборнике утечек, по которому ПС аварийно отключается	Сигнал максимального аварийного уровня в резервуаре-сборнике утечек
23. Неисправность вспомогательных систем	Неисправность одной из вспомогательных систем, обеспечивающих работу насосных агрегатов, а также приточно-вытяжной вентиляции	Сигнал по причине неисправности: маслонасоса, водяного насоса, подпорного вентилятора, рабочего агрегата приточно-вытяжной вентиляции, системы подготовки воздуха
24. Включен дизель-генератор	Дизельная электростанция (ДЭС) включилась при исчезновении напряжения на одном из щитов ЩСУ	Включился генератор ДЭС
25. Сработала защита по переливу или превышению давления	Сигнал системы автоматики резервуарного парка о достижении максимального аварийного уровня в одном из резервуаров или максимальном давлении в линии подачи нефтепродукта в резервуарный парк	Сработал сигнал защиты РП
26. Неисправность на узле (линейной части) МНПП	Сигнал неисправности по причине: срабатывания охранной сигнализации, перевода ключа управления задвижкой в положение «местное», исчезновения напряжения в цепях управления задвижкой	Сработал сигнал неисправности узла
27. Телефонный вызов	Вызов телефонного разговора между контролируемым пунктом линейной телемеханики и пунктом управления линейной телемеханики	Сработало реле местной автоматики при появлении сигнала на пункте управления линейной телемеханики

Продолжение табл. Г.2

Наименование параметров	Смысловые значения параметров	Условия появления сигнала
28. Задвижка открыта	Задвижка узла подключения ПС к МНПП, резервуарного парка к ПС или на линейной части МНПП открыта	Сработал концевой выключатель полного открытия задвижки при переходе из промежуточного положения в положение полного открытия
29. Задвижка в промежуточном положении	Задвижка приоткрыта	Сработал концевой выключатель полного закрытия (открытия) при переходе задвижки из состояния полного закрытия (открытия) в промежуточное положение
30. Задвижка закрыта	Задвижка узла подключения ПС к МНПП, резервуарного парка к ПС или на линейной части МНПП закрыта	Сработал концевой выключатель полного закрытия при переходе задвижки из промежуточного положения в положение полного закрытия
31. Прохождение СОД (приняты, запущены)	СОД прошли через контрольный пункт камеры приема — пуска (на ПС, конечном пункте или линейной части МНПП)	Сигнал о прохождении СОД
32. Неисправность линейной телемеханики	Сигнал неисправности по причине: неисправности контролируемого пункта, отсутствия напряжения питания, неисправности канала телемеханики	Сработал сигнал неисправности линейной телемеханики

Приложение Д (рекомендуемое)

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ КОНТРОЛИРУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ ПО УРОВНЯМ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

Д.1. Объем контролируемых параметров по объектам автоматизации и распределение их по уровням диспетчерского управления приведены в таблице Д.1.

Таблица Д.1

Объем и распределение контролируемых параметров по уровням диспетчерского управления

Наименование параметров	Уровни управления		
	РДП	ЦДП	ГДП
ПС			
1. Давление на входе и выходе головной ПС	+	КТ	КТ
2. Давление на входе и выходе промежуточной ПС	+	КТ	(+)
3. Давление после МНА, ПНА	+	(+)	(+)
4. Давление на входе и выходе узла подключения ПС к МНПП	+	(+)	(+)
5. Падение давления на фильтрах	+	(+)	(+)
6. Расход перекачки на выходе ПС	+	(+)	(+)
7. Активная и реактивная мощность на вводах ПС	+	(+)	(+)
8. Активная и реактивная мощность МНА, ПНА	+	(+)	(+)
9. Ток МНА, ПНА	+	(+)	(+)
10. Вибрация МНА, ПНА	+	(+)	(+)
11. Сигналы состояния ПС (в работе, отключена, авария)	+	КТ	КТ
12. Сигналы состояния МНА, ПНА (включен, отключен)	+	КТ	(+)
13. Режим управления МНА, ПНА	+	КТ	(+)
14. Состояние задвижек ПС	+	(+)	(+)
15. Сигнал контроля прохождения СОД	+	(+)	(+)
16. Авария на ПС (обобщенный сигнал)	+	КТ	КТ
17. Аварийные сигналы ПС	+	+	(+)

Продолжение табл. Д.1

Наименование параметров	Уровни управления		
	РДП	ЦДП	ГДП
18. Аварийные сигналы МНА, ПНА	+	(+)	(+)
19. Аварийные сигналы вспомогательных систем	+	(+)	(+)
20. Аварийные сигналы энергосистемы	+	(+)	(+)
21. Аварийные сигналы системы пожаротушения	+	(+)	(+)
22. Аварийный сигнал затопления насосной	+	(+)	(+)
23. Аварийные сигналы загазованности	+	(+)	(+)
24. Аварийные сигналы регулятора давления	+	(+)	(+)
25. Аварийные сигналы автоматики ПС	+	(+)	(+)
Узлы линейной части			
1. Давление в контролируемых точках	+	+	+
2. Потенциал СКЗ	+	(+)	(+)
3. Аварийные сигналы	+	(+)	(+)
4. Информация по СОУ	+	+	+
5. Сигналы по положению запорной арматуры	+	(+)	(+)
6. Сигналы по контролю прохождения СОД	+	(+)	(+)
Резервуарные парки			
1. Масса нефтепродукта нетто в резервуарах (в т.ч. партий нефтепродуктов)	+	+	+
2. Свободный объем в резервуарах	+	+	+
3. Количество принятых и отпущенных нефтепродуктов	+	+	+

(+) — реализуются по запросу

КТ — реализуются по контрольным точкам

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ

1. РДМ-0001-90. «КИП, автоматизация и телемеханизация разветвленных нефтепродуктов. Основные положения». «ГИПРОНИИНЕФТЕТРАНС», 1990.

2. РД БТ 39-0147171-003-88. «Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности». «ВНИИТБ», «ВолгоУралНИПИгаз», 1988.

3. МЭК 801-4-88. «Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к наносекундным импульсным помехам. Технические требования и методы испытаний».

4. «Нормы на электрические параметры каналов тональной частоты магистральных и внутризоновых первичных сетей». — М.: Минсвязи России, 1996.

5. «Нормы на электрические параметры цифровых каналов и трактов магистральной и внутризоновых первичных сетей». — М.: Минсвязи России, 1996.

6. «Рекомендации по предотвращению электризации нефтепродуктов при наливе в вертикальные и горизонтальные резервуары, автомобильные и железнодорожные цистерны». Госкомнефтепродукт РСФСР, 1985.

УДК 622.69 2.4 Р-84

Ключевые слова

1. АСУ ТП;
2. Автоматизированная система управления;
3. Автоматизированные системы;
4. Автоматизация;
5. Телемеханизация;
6. Система обнаружения утечек;
7. Передача данных;
8. Эксплуатация;
9. Проектирование;
10. Новое строительство;
11. Реконструкция;
12. Техническое перевооружение;
13. Руководящий документ;
14. Нормы;
15. Положение.
16. Магистральный нефтепродуктопровод.

Подписано в печать 30.09.2004 г.
Формат 60x90 $^{1}/_{16}$. Печ. л. 5,5. Уч.изд. л. 6,3.
Гарнитура Журнальная. Печать офсетная.
Заказ № 121-30

Издательско полиграфическое производство
ОАО «ЦНИИТЭнефтехим»,
ул. Болотная, 12, Москва, М-35, Россия, МРП-8, 115998