МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ СОЗДАНИИ БЕЗЛЮДНОЙ ТЕХНОЛОГИИ

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

РД 39-0137095-003-87

1987

gost.e-ecolog.ru

В подготовке настоящего документа принимала участие рабочая группа в составе:

Галюк В.Х. (Главтранснефть) – руководитель группы
Джарджиманов А.С. (Главтранснефть),
Панарин В.В. (Управление автоматизации и средств связи)
Вловин Г.А., Зайцев Л.А. (Гипротрубопровод),
Володин В.Г. (ВНИИСПТнефть),
Литвинов Г.Л., Мелник Б.М. (Южгипронефтепровод),
Минасян И.С., Вьюн В.И. (СУПНР Главтранснефти),
Нащубский В.А. (ЭОПТР Главтранснефти),
Русаков Г.Н., Дмитрук А.Д. (УМН "Дружба"),
Матушин В.Г. (трест "Спецнефтеметрология"),
Караченец Д.В. (институт кибернетики АН УССР)
Вязунов Е.В. (ВНИИКАнефтегаз)

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР

УТВЕРЖДАЮ
Начальник Управления автоматизации и средств связи
Л.Г.Аристинесян
"4" июня 1987г.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ
АВТОМАТИЗАЦИЯ И ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ СОЗДАНИИ БЕЗЛЮДНОЙ ТЕХНОЛОГИИ
ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ
РД 39-0137095-003-87

НАСТОЯЩИЙ ДОКУМЕНТ РАЗРАБОТАН:

Научно-производственным объединением "Нефтеавтоматика"
Врио. генерального директора М.А.Сладкин

СОГЛАСОВАНО:

Начальник Главного технического управления Г.И.Григоращенко

Начальник Главтранснефти В.Д.Чернев

Директор института "ВНИИСПТнефть" А.Г.Гумеров

Генеральный директор МНПО "Нефтегазавтоматика" Г.Н.Мазенкин

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

АВТОМАТИЗАЦИЯ И ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПРИ СОЗДАНИИ БЕЗЛЮДНОЙ ТЕХНОЛОГИИ

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

РД 39-0137095-003-87

Вводятся впервые

Срок введения установлен с I июля 1987г.

Срок действия до I июля 1990г.

Настоящий руководящий документ (РД) устанавливает единый подход к автоматизации, телемеханизации и созданию автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП), обеспечивающих нормальное функционирование объектов и повышение производительности труда при внедрении "безлюдной" (без постоянного присутствия обслуживающего персонала) или "малолюдной" (при ограниченном присутствии обслуживающего персонала) технологии работы.

Действие руководящего документа распространяется на все работы по созданию технических средств автоматизации, телемеханизации и автоматизированного оборудования, проектированию новых и реконструкции действующих объектов нефтепроводного транспорта Министерства нефтяной промышленности.

Отклонения от настоящего РД, обусловленные специфическими и нетрадиционными условиями объекта, должны согласовываться с головными организациями.

1. Общие принципы создания объектов, действующих без постоянного эксплуатационного персонала.

1.1. Внедрение "безлюдной" технологии должно базироваться на выполнении следующих мероприятий:

а) применение технологических схем (транспорта нефти и работы вспомогательных систем), обеспечивающих автоматизацию поддержания заданных режимов работы и переход с одного режима работы на другой с помощью средств дистанционного управления;

б) установка технологического и энергетического оборудования, имеющего повышенную надежность (наработка на отказ не менее 10000 часов) и обеспечивающего полную автоматизацию своей работы;

в) наличие районных диспетчерских пунктов (РДП), оснащенных устройствами телемеханики и средствами вычислительной техники, обеспечивающими сбор и передачу необходимых объемов информации для контроля и оптимизации технологического процесса, а также контроля состояния оборудования и управления в автоматическом режиме;

г) наличие каналов связи, обеспечивающих скорость передачи информации не ниже 600 бод с достоверностью передачи не хуже 10^{-6} на знак. Вероятность трансформации команд по системе в целом не должна превышать 10^{-14}. При отсутствии связи в течение 15 мин. Насосная перекачивающая станция (НПС) должна быть отключена местной автоматикой

д) применения средств автоматики и телемеханики, обеспечивающих требуемый объем автоматизации с заданными в соответствии с нормами РД быстродействием и надежностью;

е) наличия средств технической диагностики оборудования НПС, линейной части и резервуаров, контроля загазованности территории;

ж) внедрения надежной охранной периметральной сигнализации.

1.2. *Предусматривается сооружение трех типов НПС, отличающихся по видам организации технического обслуживания:*

– *промежуточные НПС, работающие без постоянного присутствия* обслуживающего персонала ("безлюдная" технология);

– *базовые промежуточные НПС с персоналом для обслуживания* линейной части нефтепровода и безлюдных НПС;

– НПС с резервуарным парком и узлами учета, работающие с ограниченным количеством обслуживающего и дежурного персонала, а также предназначенные для обслуживания линейной части нефтепровода и безлюдных НПС.

1.3. Обслуживание "Безлюдных" НПС производится внездными бригадами по вахтам:

– оперативное и аварийное обслуживание;

- профилактическое, с определенной установленной периодичностью, но не чаще 1 раза в месяц;

- капитальный ремонт в соответствии с графиком или по дефектным актам бригадами ЦСТОР.

I.4. Состав технологических сооружений при "безлюдной" технологии.

I.4.1. Основными технологическими сооружениями НПС являются:

а) магистральная насосная с насосными агрегатами повышенной надежности (на общей фундаментной раме для каждого агрегата) с индивидуальными съемными кожухами для насоса и электродвигателя. НПС должна иметь минимум вспомогательных систем;

б) узел с фильтрами-грязеуловителями;

в) узел сброса ударной волны (при необходимости);

г) узел устройств электронной системы регулирования давления с электроприводом;

д) узел приема и пуска (пропуска) устройств очистки трубопровода и диагностики состояния линейной части.

Ремонтные операции с насосным агрегатом производятся с помощью передвижного ремонтного блока.

I.4.2. Для нормального функционирования на НПС предусматривается кроме сооружений, указанных в п.I.4.I:

операторная (аппаратная),
закрытое распределительное устройство ЗРУ) в щит станции управления (ЩСУ), узел связи,
устройства электрохимзащиты (ЭХЗ),
аварийная электростанция и устройство гарантированного питания;
помещение обогрева ремонтного персонала.

I.4.3. Все устройства и оборудование должно поставляться на площадку в блочно-комплектном исполнении полной заводской готовности, как правило, со средствами локальной автоматики.

I.4.4. На промежуточных НПС без постоянного присутствия обслуживающего персонала из состава сооружений исключаются:

котельная,

система питьевого водоснабжения,

система бытовой канализации.

Поддержание необходимых температурных условий в блок-боксах (кожухах) для работы оборудования должно производиться с использованием электроэнергии и утилизации тепла от основных электродвигателей.

При аварийном отключении электроэнергии на НПС поддержание необходимых температурных режимов производится с использованием аварийной электростанции.

I.4.5. На НПС предусматривается, как правило, система автоматического порошкового пожаротушения.

I.4.6. На промежуточной базовой НПС дополнительно к сооружениям, указанным в п. I.4.I и I.4.2., устанавливаются сооружения для ремонтного персонала и необходимых вспомогательных систем (тепло- и водоснабжения и канализации).

I.4.7. На НПС с емкостью, кроме систем перекачивающей насосной, предусматриваются:

подпорная насосная с вертикальными насосами наружной установки,

узел учета нефти (при необходимости),

резервуарный парк со своими вспомогательными системами (орошение, пожаротушение, подогрев нефти и т.д.)

I.4.8. Проектирование систем автоматики и телемеханики для перевода на "безлюдную" технологию на действующих нефтепроводах должно включать:

подготовку технологического оборудования для обеспечения требований "безлюдной" технологии;

реконструкцию технологических схем, вспомогательных систем, установку (или замену) запорных и регулирующих устройств и т.п.;

приведение объектов в соответствие с действующими правилами технической эксплуатации, нормами охраны труда и окружающей среды;

реконструкцию и перевооружение (при необходимости) средств связи;

обеспечение требуемого качества электроснабжения.

1.4.9. Проектированию перевода объектов на "безлюдную"(или "малолюдную") технологию должно предшествовать технико-экономическое обоснование целесообразности проведения работ на объекте по реконструкции и техперевооружению с учетом загрузки нефтепровода.

2. Автоматизация объектов нефтепроводного транспорта.

2.1. Уровень автоматизации.

Достигнутый на начало XII пятилетки уровень автоматизации обеспечивает:

2.1.1. Контроль и управление насосных станций и резервуарных парков выполняется из местных диспетчерских пунктов и операторных без постоянного присутствия эксплуатационного персонала непосредственно у технологического оборудования.

Локальные системы автоматики (насосных станций, резервуарных парков) выполняют в основном следующие функции:

- контроль, воспроизведение и регистрация основных технологических параметров;
- дистанционное управление работой оборудования;
- автоматическое отключение оборудования при выходе контролируемых параметров за допустимые пределы (защита) и включение (при необходимости) резервного оборудования;
- автоматический программный пуск (останов) технологического оборудования по технологическим блокировкам и по командам из АРДП;
- передача информации о состоянии контролируемых объектов в АРДП и прием команд и директив из АРДП;

Перспективным направлением текущих работ следует считать создание микропроцессорных средств для автоматизации отдельных объектов и разработку объектно-ориентированных комплексов.

Дальнейшее совершенствование систем автоматики должно вестись в направлениях повышения уровня надежности выполнения

ситуаций, расширения функциональных возможностей используемых средств, повышения достоверности получаемой информации.

2.2.1. Технические средства автоматизации должны обеспечивать

- поддержание заданных режимов работы оборудования;
- управление работой технологического оборудования с помощью систем телемеханики;
- возможность эксплуатации оборудования без постоянного присутствия обслуживающего персонала;
- локализацию аварийных ситуаций;
- поддержание окружающих условий в соответствии с техническими требованиями на оборудование.

2.2.2. Средства автоматизации, реализованные на базе микропроцессорной техники, дополнительно должны обеспечивать:

дистанционный перевод механизмов из одного режима работы в другой, учет числа часов работы технологического оборудования;

повышение достоверности измерений за счет получения информации от нескольких дублирующих датчиков;

получение дополнительной информации за счет обработки функционально связанных параметров;

техническую диагностику оборудования НПС и линейной части

2.2.3. На магистральных нефтепроводах объектами автоматизации являются:

магистральные насосные;

подпорные насосные;

вспомогательные сооружения (установки водо- и теплоснабжения, канализации, пожаротушения);

резервуарные парки;

узлы учета.

ОРУ, КТП, ЩСУ и ДЭС.

2.2.4. На магистральных насосных должна предусматриваться:

централизация управления и контроля за всем оборудованием на помещении операторной (аппаратной);

автоматическая защита насосной по общестанционным параметрам;

автоматическое регулирование давлений в трубопроводе;

автоматическое управление вспомогательными системами;

автоматическое пожаротушение.

Объемы автоматизации и перечень параметров измерения, управления и сигнализации принимаются по ВСН (приложение I).

2.2.5. При размещении на одной площадке нескольких магистральных насосных их управление должно сосредоточиваться в местном диспетчерском пункте (МДП), где может устанавливаться аппаратура управления и контроля по пункту 2.2.4. для всех насосных.

2.2.6. Управление и контроль подпорной насосной должны осуществляться из МДП. В объем управления и контроля входят:

управление подпорными насосами;

управление задвижками у подпорных насосов;

измерение давлений на приеме и выходе подпорных насосов;

автоматическая защита подпорных насосов по температуре и утечкам.

2.2.7. В резервуарных парках средства автоматизации и контроля должны обеспечивать работу резервуарного парка при управлении технологическими операциями дежурным оператором из помещения МДП.

В резервуарных парках должно предусматриваться:

измерение уровня во всех операторных резервуарах и сигнализация предельных уровней;

дистанционное управление основными задвижками и сигнализация их положения;

автоматическая защита от перелива, понижения давления и превышения скорости наполнения (опорожнения);

повышение качества нефти в резервуарах;

дистанционный замер температуры нефти в резервуарах с выводом показаний в местный диспетчерский пункт (при необходимости).

2.2.8. Узлы учета количества и качества нефти организуются для проведения коммерческих . . расчетов объемов перекачки. Их размещение осуществляется в соответствии с проектом. Для технического оснащения узлов коммерческого учета следует использовать блочно-комплектные установки полной заводской готовности, которые отвечают отраслевым требованиям и нормам Госстандарта СССР.

2.2.9. Измерение количества электроэнергии производится на каждой перекачивающей насосной станции на базе комплектных средств измерения.

2.2.10. Средства для учета количества и качества нефти и электроэнергии должны обеспечивать отработку и представление информации в МПП, а также передачу информации в систему телемеханики для решения задач АСУ ТП.

2.2.11. На насосных станциях предусматривается пенное или порошковое пожаротушение в соответствии с действующими нормативными документами и отраслевыми рекомендациями, согласованными с ГУПО МВД СССР.

Автоматическое пожаротушение должно предусматриваться:

- во всех закрытых помещениях с взрывоопасными зонами, где установлено основное технологическое оборудование; а также оборудование вспомогательных систем;

- на вертикальных стальных резервуарах емкостью 5000 $м^3$ и выше;

- помещения ЗРУ и ЩСУ.

Автоматическая система пожаротушения должна обладать инерционностью не более 2-5 минут и обеспечивать селективную сигнализацию о возникновении пожара в пункте управления и в защищаемом помещении.

2.2.12. Автоматизация вспомогательных сооружений должна обеспечивать их работу без обслуживающего персонала.

а) Системы тепло- и водоснабжения.

Сооружения систем теплоснабжения должны автоматизироваться в соответствии с действующими специализированными нормативными документами для оборудования тепло и водоснабжения общепромышленного назначения.

б) Канализационные сооружения

Сооружения систем канализации должны автоматизироваться в соответствии с требованиями нормативных документов общепромышленного назначения. Дополнительно предусматривается:

- контроль пожарной опасности и загазованности в помещениях канализационных насосных станций;
- контроль содержания нефтяных остатков в воде (при наличии средств контроля).

2.3. Общие технические требования к средствам автоматизации.

2.3.1. Класс точности первичных преобразователей должен быть не хуже следующих значений:

- температура жидкости	0,5
- давление нефти в трубопроводе	0,6
- давление во вспомогательных системах	I,0
- расход нефти , %	I,5
- массовое количество нефти в коллекторных узлах учета, %	0,25 (по массе брутто)
- уровень в резервуарах нефти, мм	3
- сила тока, напряжение, мощность	0,6
- количество активной электроэнергии	I,0

2.3.2. Вероятность безотказного выполнения функций должна составлять на 2000 часов, не менее

по автоматической защите	0,98
по программному управлению	0,92
по измерениям и воспроизведению	0,90
по регистрации	0,8

2.3.3. Наработка электронных устройств на отказ должна быть не менее 10000 часов.

2.3.4. Периодичность профилактического обслуживания средств автоматики должна быть не менее I месяца, трудоемкость обслуживания (для всего комплекса)-не более 24 человеко-часов.

2.3.5. Питание всех систем автоматизации осуществляется от промышленных сетей переменного тока напряжением 220 В с возможным прекращением питания на 2-4 с и снижением напряжения до 60% от номинального в течение 60с.

3. Телемеханизация объектов нефтепроводного транспорта

3.I. Уровень телемеханизации.

Управление работой насосных станций на одном или нескольких участков нефтепровода осуществляется из районного диспетчерского пункта (РДП) с помощью средств телемеханики.

Телемеханизация выполняется по двум уровням с ретрансляцией информации от линейной части через устройства верхнего уровня. Обработка информации, поступающей по системе телемеханики, и ее воспроизведение производится с помощью ЭВМ.

3.2. Объем телемеханизации

3.2.I. Управление нефтепроводом на участке (или участках) между станциями с вводом должно осуществляться из одного РДП.

3.2.2. Средства телемеханики должны осуществлять передачу информации, необходимой для:

обеспечения диспетчера информацией, необходимой для контроля и управления нефтепроводом, а также локализации аварий;

получения данных о состоянии линейной части, энергохозяйства и узлов связи;

получения данных для работы АСУ ТП.

3.2.3. В состав объектов телемеханизации входят:

магистральные насосные
подпорные насосные

резервуарные парки

узлы учета нефти

энергохозяйство

линейная часть

Объем телемеханизации определяется в соответствии с ВСН (Ведомственные строительные нормы).

3.2.4. Устройства телемеханики, устанавливаемые на НПС, должны предусматривать возможность управления объектами на линейной части.

3.2.5. При реализации средств локальной автоматики на базе микропроцессорной техники обмен информацией со средствами телемеханики должен осуществляться по интерфейсным магистралям.

4. Системы автоматизированного управления

4.1. АСУ ТП нефтепроводов выполняет следующие функции:

- централизованный контроль параметров технологического объекта управления;

- расчет основных технико-экономических показателей функционирования объекта (учет нефти, потребление электроэнергии и др.);

- идентификация характеристик насосных агрегатов и линейных участков и выдача рекомендаций по техническому обслуживанию оборудования;

- расчет оптимальных режимов перекачки;

- программно-автоматическое управление нефтепроводом для локализации последствий аварий и перевода с одного режима на другой

4.2. Направление развития АСУ ТП.

4.2.1. Дальнейшее развитие АСУ ТП должно вестись в двух направлениях:

а) повышение технико-экономических показателей, достигнутых в системах, находящихся в эксплуатации за счет расширения

полноты состава и качества выполняемых функций, оптимальности принимаемых решений и перераспределяемых по уровням управления сокращения эксплуатационных расходов;

б) унификация и типизация систем контроля и управления с использованием объектно-ориентированного программно-технического комплекса (ОО ПТК), обеспечивающих работу в условиях "безлюдной" технологии, уменьшение видов объемов и периодичности регламентных и ремонтных работ, создание централизованных методов ремонта и обслуживания высококвалифицированной бригадой специалистов располагающих современной ремонтной базой и средствами диагностики.

Создаваемая система управления магистральным нефтепроводом должна быть децентрализованной двухуровневой системой:

- верхний уровень - централизованный контроль и оптимальное управление нефтепроводом на РДП в соответствии с критериями и ограничениями, выдаваемыми вышестоящей системой;

- нижний уровень - локальный контроль и управление технологическим оборудованием (системы управления насосной станцией - СУНПС) как под воздействием вышестоящих систем, так и автономно - при отсутствии связи с ними.

4.2.2. Повышение функциональной и эксплуатационной надежности и живучести автоматизированных систем должно быть ориентировано на создание объектно-ориентированного комплекса технических и программных средств с применением, преимущественно, микропроцессорной техники с единой технической (элементной) и программной (архитектурной) базами.

4.2.3. Построение системы в рамках РДП может представлять вычислительную сеть с распределенной базой данных. Прикладное программное обеспечение должно реализовывать все функции по управлению технологическим процессом и обмену

информацией между уровнями.

4.2.4. Функциональное наполнение системы в части диагностики, прогнозирования, ретроспективы должно быть ориентировано на всех пользователей системы.

Приложение I
к РД 39-0137095-003-87

ВЕДОМСТВЕННЫЕ СТРОИТЕЛЬНЫЕ НОРМЫ

ПРАВИЛА ПРОЕКТИРОВАНИЯ АВТОМАТИЗАЦИИ И ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

ВСН

РАЗРАБОТАНЫ институтом ГИПРОТРУБОПРОВОД
руководитель темы Зайцев Л.А.
ответственные исполнители: Беккер Л.М.,
Бычкова Е.И., Долмацин М.Е., Заборов А.И.,
Кравцов В.И., Серегин В.М., Тамаева В.Е.

С введением в действие ВСН
утрачивает силу руководящий документ "Автоматизация
и телемеханизация магистральных нефтепроводов.
Основные положения" РД-39-30-612-81.

ПРАВИЛА ПРОЕКТИРОВАНИЯ АВТОМАТИЗАЦИИ И ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Правила включают указания по проектированию объектов с расширенным числом вспомогательных систем, имеющихся на действующих НПС с традиционной системой обслуживания. При проектировании НПС по безлюдной технологии должны выполняться только пункты правил, относящиеся к указанным в Основных положениях технологическим схемам.

Настоящие Правила распространяются на проектирование автоматизации и телемеханизации нефтеперекачивающих станций линейной части и конечных пунктов магистральных нефтепроводов.

Правила не распространяются на нефтебазы и наливные станции, проектирование которых должно проводиться в соответствии с действующими ведомственными нормами с учетом СНиП П.106-79, а также на магистральные нефтепроводы, строящиеся за рубежом.

Правила не регламентируют особенностей автоматизации и телемеханизации магистральных нефтепроводов, по которым перекачивается высоковязкая или газонасыщенная нефть.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящие Правила должны соблюдаться при проектировании автоматизации и телемеханизации как для вновь строящихся объектов, так и для объектов, подлежащих реконструкции или техническому перевооружению.

I.2. Объекты, для которых проектируются системы автоматики и телемеханики и система организации эксплуатации, должны соответствовать ВНТП.

I.3. Проектирование систем автоматики и телемеханики для действующих нефтепроводов должно включать:

подготовку технологического оборудования, замену устаревшего оборудования, реконструкцию технологических схем и помещений, установку запорных устройств системы регулирования;

приведение объектов в соответствие с действующими правилами и нормами проектирования и технической эксплуатации в части техники безопасности и охраны окружающей среды;

обеспечение требуемого качества и бесперебойности энергоснабжения.

I.4. Проекты автоматизации и телемеханизации объектов должны являться составной частью раздела технического обеспечения проекта АСУ ТП магистрального нефтепровода. Проектирование автоматизации и телемеханизации всех магистральных нефтепроводов должно осуществляться в соответствии с конкретными решениями по информационной, алгоритмической, технической и организационной структуры АСУ ТП на проектируемом нефтепроводе, согласованными с организацией - разработчиком АСУ ТП, с учетом новейших технических достижений.

I.5. Выполнение настоящих Правил обязательно при проектировании объектов магистральных нефтепроводов технологические схемы которых, состав оборудования, организация эксплуатации и уровень загрузки соответствует ВНТП.

Для объектов магистральных нефтепроводов, условия работы которых и их оборудование отличаются от требований ВНТП, допускается по усмотрению проектной организации сокращение объемов автоматизации и телемеханизации с учетом конкретных условий эксплуатации.

I.6. Автоматизация и телемеханизация всех объектов должна учитывать переход в дальнейшем, по мере совершенствования технологического оборудования к работе по "безлюдной" (или "малолюдной") технологии.

I.7. Терминология объектов в настоящих Правилах соответствует ВНТП.

I.8. Терминология обязательности выполнения настоящих Правил соответствует п.п. I.I.I7, I.I.I8 ПУЭ.

2. АВТОМАТИЗАЦИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ

2.I. Объем автоматизации и контроля

2.I.I. Объем и средства автоматизации и контроля должны обеспечивать работу всех систем магистральной насосной без дежурного персонала при управлении средствами телемеханики из районного диспетчерского пункта (РДП), а также возможность контроля и управления дежурным оператором - при неисправности или отсутствии средств телемеханики.

2.I.2. На магистральных насосных должны предусматриваться:

централизация контроля и управления;

автоматическая защита насосной;

автоматическая защита и управление магистральными насосными агрегатами;

автоматизация вспомогательных систем;

автоматическое пожаротушение в соответствии с главой 6;

автоматическое регулирование давлений в трубопроводе (в соответствии с технологической схемой).

2.I.3. Перечень параметров автоматической защиты и контроля принимается в зависимости от технологической схемы и применяемого оборудования в соответствии со справочным приложением Ш.I.

2.2. Централизация контроля и управления

2.2.I. Централизованный контроль и управление магистральной насосной должны предусматриваться из одного пункта - помещения операторной.

2.2.2. При размещении на общей площадке нескольких магистральных насосных следует предусматривать создание местного диспетчерского пункта (МДП) для дистанционного контроля и управления всеми насосными из этого пункта. При отдельных операторных для магистральных насосных на этой площадке МДП рекомендуется совмещать с операторной одной из магистральных насосных. На НПС с емкостью так же следует предусматривать управление магистральной насосной (или несколькими насосными) из МДП. Рекомендуемый объем информации в МДП приведен в справочном приложении Ш.3.

2.2.3. В операторной должно сосредотачиваться управление магистральными насосными агрегатами, вспомогательными системами, задвижками на трубопроводах подключения станции к магистральному нефтепроводу, датчиками автоматических регуляторов давления и системой автоматического пожаротушения.

2.2.4. В операторной должны устанавливаться средства обеспечивающие возможность измерения и регистрации давления на входе и на выходе (до и после узла регулирования), а также измерения перепада давления на фильтрах и температуры перекачиваемой нефти в трубопроводе на приеме. Рекомендуется устанавливать прибор измерения расхода по трубопроводу.

2.2.5. В операторной должны устанавливаться указатели срабатывания предупредительной и аварийной сигнализации, обеспечивающие расшифровку причины появления сигнала.

2.2.6. В операторной должна предусматриваться возможность управления задвижками устройств пуска (приема, пропуска) скребка или разделителя и сигнализации положения задвижек или средства управления автоматической системой пуска (приема, пропуска) скребка.

2.2.7. В операторной должна предусматриваться возможность переключения на управление из операторной или дистанционное управление (из МДП или по телемеханике).

2.2.8. При проектировании операторных магистральных насосных и МДП следует учитывать:

- сокращение протяженности трасс кабельных и трубных проводов;

- возможность обзора технологических объектов;

- исключение повышенных шумов и вибраций;

- создание санитарных и комфортных условий для обслуживающего персонала;

- требования эргономики и инженерной психологии.

2.3. Автоматическая защита магистральной насосной

2.3.1. Все магистральные насосные должны быть оснащены устройствами автоматической защиты, предназначенными для:

- отключения работающих магистральных насосных агрегатов;

- включения (или отключения) вспомогательных систем для ликвидации повреждения и предупреждения развития аварийного режима или поддержания комфортных условий;

- сигнализация о возникновении повреждения.

В зависимости от параметра, по которому сработала защита, она должна осуществлять:

- одновременное отключение всех работающих агрегатов;

- отключение одного из работающих насосных агрегатов, первого по потоку нефти.

2.3.2. Для защиты магистрального трубопровода и магистральных насосных агрегатов по давлениям на приеме насосной, на выходе насосов и на выходе насосной должны, как правило, применяться две защиты по давлениям.

Эти защиты настраиваются на разные значения по давлениям/ предельное и аварийное/ и обеспечивают взаимное дублирование.

2.3.3. Защиты по аварийным давлениям должны выполняться в виде отдельного блока с использованием самостоятельного оборудования, датчиков и блоков питания.

2.3.4. Защиты по аварийным давлениям должны предусматривать одновременное отключение всех работающих магистральных насосных агрегатов. Защиты по предельным давлениям должны воздействовать на отключение одного агрегата. При повторном достижении предельного параметра должно осуществляться отключение следующего агрегата и т.д.

2.3.5. Настройку устройств защиты по давлениям следует производить в соответствии с обязательным приложением П.2.

Уставка защиты по предельному давлению на выходе насосной должна устанавливаться выше, чем задание регулятору давления на выходе насосной в устанавливаемом режиме

(рабочего давления насосной) не менее, чем на 0,25–0,3 МПа (2,5–3,0 кг/см^2).

Разница уставок между защитами по предельному и аварийному давлениям на выходе насосной должна составлять не менее 0,15–0,20 МПа (1,5–2,0 кг/см^2).

2.3.6. Срабатывание автоматических защит по давлению на приеме насосной должно осуществляться с выбираемой в пределах до 15 секунд выдержкой времени, необходимой для исключения их срабатывания при прохождении воздушных пробок, запуске агрегатов, отключении агрегатов на соседних станциях и т.п.

При отсутствии необходимого запаса по давлениям допускается осуществлять настройку датчиков защиты по давлениям на приеме насосной на одинаковое значение давления и предусматривать срабатывание защит с разными выдержками времени с интервалом 5–8 секунд.

2.3.7. При отключении по параметрам, отклонение которых от нормы вызвано изменениями режима в трубопроводе или перегрузкой энергосистемы, должна предусматриваться возможность повторного дистанционного пуска насосных агрегатов из МДП или районного диспетчерского пункта (РДП) после выяснения причины нарушения режима.

2.3.8. Для всех общестанционных защит, кроме перечисленных в п.2.3.7., должен осуществляться запрет дистанционного пуска магистральных агрегатов из МДП и РДП без деблокировки срабатывания защиты по месту. Этот запрет не должен препятствовать управлению вспомогательными системами и задвижками подключения насосной к магистрали.

2.3.9. Защиты по пожару, аварийной загазованности, затоплению и переполнению оборудования нефти должны, наряду с отключением агрегатов, сопровождаться:

отключением всех электроприемников в защищаемом помещении, включая освещение /кроме светильников и световодов, допускающих работу в помещении с взрывоопасной зоной класса BI/;

отключением вентиляции в защищаемом помещении/ только при пожаре/;

закрытием задвижек подключения станции к магистрали,

аварийной световой и звуковой сигнализацией в защищаемом помещении.

Для аварийной звуковой сигнализации допускается использовать общую сирену на насосную станцию, слышную во всех помещениях.

2.3.10. При срабатывании защит по давлениям закрытие задвижек подключения станции и остановка вспомогательных систем, обслуживающих насосные агрегаты, не является обязательной.

2.3.11. На станциях с емкостями следует предусматривать закрытие задвижек между подпорной насосной и резервуарным парком при пожаре, загазованности и затоплении магистральной или подпорной насосных.

2.3.12. При применении для магистральных агрегатов программ пуска на закрытие задвижки должен быть предусмотрен запрет запуска агрегата, расположенного за последним/по потоку/

ва работающих в данный момент агрегатов, в случае, если давления на выходе насосов/ в коллекторе/- столь велико, что при его суммировании с дифференциальным давлением, развиваемым подлежащим пуску агрегатом на закрытую задвижку, возникает давление, опасное для этой задвижки, корпуса насоса или участка трубопровода от насоса до этой задвижки.

2.3.13. *При параллельной работе нескольких групп из* последовательно включенных насосных агрегатов/ или отдельных насосных/ рекомендуется предусматривать защиту, предохраняющую от длительной работы насосов при разном числе включенных агрегатов в группах.

2.3.14. Для магистральных насосных на станциях с емкостями должно предусматриваться одновременное отключение магистральных насосных агрегатов при отключении подпорной насосной.

2.3.15. Для насосных на открытом воздухе должны предусматриваться мероприятия для защиты трубопроводов и оборудования от влияния низких температур.

2.3.16. В операторной, ЩПП и помещении насосов следует предусматривать кнопки аварийного отключения насосной, обеспечивающие выполнение программы аварийного отключения, аналогично затоплению насосной.

2.3.17. Вне помещений магистральных агрегатов вблизи всех эвакуационных выходов на расстоянии 5 м от ограждающих конструкций помещения должны устанавливаться кнопки аварийного отключения насосной по пожару.

2.3.18. Срабатывание предупредительных и аварийных защит должно сопровождаться звуковой и световой сигнализацией в операторной

2.3.19. При ремонтах средств автоматики или временной эксплуатации насосной по пусковой схеме, когда в помещениях находятся постоянный обслуживающий персонал, должны предусматриваться:

автоматическая защита насосной при аварийном минимальном давлении на приеме и аварийном максимальном давлении на выходе до и после регулирующего органа;

регистрация давлений на приеме и выходе насосной,

при установке в одном помещении с магистральными насосами электродвигателей с продуваемым исполнением-автоматическая блокировка, предотвращающая включение и работу электродвигателей при отсутствии продувки или снижении давления подпора воздуха.

2.4. Автоматическая защита и управление магистральными насосными агрегатами

2.4.1. Аппаратура автоматической защиты и управления магистральным насосным агрегатом должна включать средства для управления и контроля работы всех узлов, входящих в состав насосного агрегата и систем его обеспечения, в частности: магистрального насоса и электродвигателя с системой возбуждения, задвижек на входе и выходе, механизмов индивидуальных систем (смазки, охлаждения, подпора и т.п.).

В состав аппаратуры также должны входить приборы, обеспечивающие защиту агрегата при неисправности оборудования самого насосного агрегата и его индивидуальных систем или аварии централизованных вспомогательных систем.

2.4.2. Система автоматической защиты магистрального насосного агрегата должна обеспечивать его остановку при неисправностях. Объем параметров защиты определяется проектом на основании технической документации завода-изготовителя агрегата /насоса и двигателя/ на условий работы без дежурного персонала при взрывоопасной окружающей среде. Справочный перечень параметров автоматической защиты агрегата указан в приложении П.2.

2.4.3. Система управления агрегатом, как правило, должна предусматривать возможность работы агрегата в режимах:

автоматический;

резервный;

испытательный.

Допускается также предусматривать управление агрегатом в режиме "кнопочный" из операторной.

2.4.4. В режиме "автоматический" должно предусматриваться выполнение заданной программы его включения или отключения при получении одной соответствующей команды из операторной /МЩП/ или РДП.

2.4.5. В режиме "резервный" должен осуществляться автоматический пуск агрегата при отключении из-за неисправности одного из работающих агрегатов устройствами защиты агрегата.

Одновременно с переводом агрегата в режим "резервный" должна осуществляться подготовительная программа запуска, включающая:

открытие задвижек на приеме и выходе агрегата;

включение индивидуальных вспомогательных систем;

подключение к централизованным вспомогательным системам.

Если после выполнения подготовительной программы пуска резервного агрегата возникает неисправность вспомогательных систем агрегата, должна сработать программа автоматического отключения защитой с соответствующей сигнализацией.

2.4.6. В режиме "кнопочный" управления каждым элементом агрегата выполняются от индивидуальных кнопок по месту или на операторной.

2.4.7. При любом режиме должны исключаться пуск и работа агрегата, если не включены устройства автоматической защиты насосной и данного агрегата, либо эти устройства сработали и не деблокированы.

2.4.8. В зависимости от пусковых характеристик электродвигателя, схемы энергоснабжения и системы разгрузки уплотнений могут применяться различные программы пуска, отличающиеся положением задвижки на выходе насоса в момент пуска основного электродвигателя:

на открытую задвижку/открыта полностью/;

на закрытую задвижку;

на открывающуюся задвижку/задвижка отронулась с закрытого положения или находится в промежуточном положении/.

2.4.9. Программа пуска "на открытую задвижку" является предпочтительной, так как обеспечивает наименьшие динамические нагрузки в трубопроводной обвязке агрегата и наименьшие

клапана обратных клапанов, установленных на байпасе насосов. Ее применение возможно, если пусковые характеристики электродвигателя и схема электроснабжения рассчитаны на соответствующие пусковые режимы.

2.4.10. Программа пуска "на закрытую задвижку" должна применяться, если установленное электрооборудование не может обеспечить пуск на открытую задвижку.

2.4.11. Программа пуска "на открывающуюся задвижку" должна применяться, когда неприемлема программа "на открытую задвижку" и когда установленные у насоса задвижки имеют привод небольшой мощности и поэтому не могут быть открыты при перепаде давления, создаваемом насосным агрегатом при закрытой задвижке.

2.4.12. Программа автоматического отключения должна предусматривать остановку магистрального насосного агрегата и индивидуальных вспомогательных систем, а также закрытие задвижек агрегата.

Отключение индивидуальных вспомогательных систем должно производиться с выдержкой времени, достаточной для обеспечения выбега агрегата. При применении программы запуска на открытую задвижку программа автоматического отключения может не предусматривать закрытие задвижек и отключение индивидуальных вспомогательных механизмов при остановке или срабатывании защит агрегата, кроме защиты по максимальным утечкам агрегата, или защит насосной по давлениям.

2.4.13. У магистральных агрегатов, устанавливаемых на открытом воздухе, следует предусматривать автоматическое включение устройств обогрева у неработающих агрегатов при

отрицательных температурах наружного воздуха.

2.4.I4. При срабатывании системы автоматической защиты магистральной насосной или магистрального насосного агрегата должна выполняться программа автоматического отключения магистральных насосных агрегатов, переведенных на режим "автоматический" и "резервный", а у агрегатов, переведенных на режим "кнопочный" должен останавливаться только основной электродвигатель.

2.4.I5. Схемы автоматики агрегата должны предусматривать:

возможность временного снижения по работы защиты по вибрации при включении, отключении любого из магистральных насосных агрегатов переключающей насосной на время переходного режима;

прекращение программы пуска агрегата и остановку задвижек при получении команды на его отключение до завершения ранее выполнявшейся программы запуска;

отключение агрегата и выдачу аварийного сигнала при случайном достоверном изменении положения любой из задвижек включенного агрегата, работающего в режимах "автоматический" или "резервный";

подачу команды на включение основного электродвигателя коротким импульсом/0,5-I,0 с/;

постоянный контроль исправности цепей отключения масляного выключателя, а при необходимости-цепей включения

перевод в другой режим управления без изменения состояния агрегата, если изменения не предусматриваются при переводе в другой режим.

В схемах рекомендуется предусматривать возможность проверки исправности цепей защит при работающих агрегатах в режиме "Испытательный".

2.4.16. Аппаратура, устанавливаемая в операторной, должна обеспечивать:

сигнализацию состояния основного электродвигателя (включен, отключен) и параметров срабатывания автоматической защиты агрегата;

автоматическое управление агрегатом и перевод его в различные режимы работы;

измерение мощности, потребляемой электродвигателем, и числа часов работы агрегата;

контроль температуры обмоток статора электродвигателя, подшипников насосного агрегата, температуры охлаждающей воды (или воздуха), корпуса насоса, если это предусматривается по инструкции на агрегат.

Индикация состояния агрегата и режима его работы, наличия аварийного состояния должны осуществляться селективно, а остальную информацию допускается воспроизводить по вызову.

При наличии режима "кнопочный" в операторной могут устанавливаться средства для индивидуального управления отдельными элементами агрегата и сигнализации их состояния.

2.4.17. Для каждого магистрального насосного агрегата по месту должны устанавливаться показывающие манометры для контроля давлений на приеме и выходе насоса, смазочного масла при принудительной смазке, охлаждающей воды, разгрузки, а также кнопки аварийного отключения) при размещении насоса и

электродвигателя в разных помещениях кнопки отключения должны устанавливаться в обоих помещениях).

От места установки приборов должен быть виден насос (электродвигатель).

2.4.18. Для приборов и средств автоматики, устанавливаемых вблизи агрегатов, следует предусматривать защиту от вибраций, вызываемых насосами.

2.5. Автоматическое регулирование давления

2.5.1. Электронная система автоматического регулирования давлений должна обеспечивать при работе магистральной насосной ограничение давления на приеме не ниже заданного значения и давления на выходе не выше заданного значения.

2.5.2. Поддержание давлений в трубопроводе должно осуществляться двумя независимыми регуляторами, воздействующими на исполнительный механизм через общий селективный блок.

2.5.3. В системе регулирования рекомендуется предусматривать автоматическое временное изменение задания давления на приеме или выходе станции при запуске магистрального агрегата и возврат к старому значению после завершения запуска.

2.5.4. Система регулирования должна обеспечивать возможность изменения заданий давления на входе и выходе как из операторной, так и из МДП и РДП. Устройства должны обеспечивать безударный переход при переключении с одного пункта управления на другой.

2.5.5. Система регулирования должна предусматривать возможность подачи команд управления исполнительным механизмом вручную вблизи от механизма.

2.5.6. При перерыве в подаче энергии для исполнительного механизма, регулирующий орган не должен закрываться.

2.5.7. Величина задания системе автоматического регулирования давления на выходе НПС не должна превышать значения давления на выходе НПС по эпюре рабочих давлений в трубопроводе на данный период, определенной технологическими расчетами с учетом фактических характеристик уложенных трубопроводов.

2.5.8. Величина задания системе автоматического регулирования давления на входе должна быть не менее величины минимального давления на входе первого насоса по технологическим расчетам при максимальной на данный период подаче.

2.5.9. Характеристики системы регулирования с учетом запаздываний при передаче сигналов должно обеспечивать отклонение давления от задания не более 0,15 МПа (1,5 кг/см^2) при отключении одного агрегата на соседней станции.

В связи с отсутствием инженерной методики, расчет параметров настройки системы автоматического регулирования в соответствии с ГОСТ 16443-70 допускается не производить.

В зависимости от диаметра нефтепровода быстродействие исполнительных механизмов (время полного перемещения в сторону закрытия) при применении для автоматического регулирования давлений способом дросселирования должно составлять, не более, с:

при диаметре	I200мм	8
тоже	I000мм	I2
-"-	800мм	20
-"- менее	800мм	40

Для исполнительных механизмов следует принимать равнопроцентную характеристику изменения пропускной способности при закрытии.

2.5.II. Для поворотных затворов расчет момента привода исполнительного механизма следует производить с учетом пропуска максимальной подачи по трубопроводу при любых углах прикрытия в пределах допускаемого перепада давлений на исполнительном механизме.

2.5.I2. С целью улучшения динамичных свойств системы регулирования рекомендуется применять:

исполнительные механизмы регулирования с разными скоростями перемещения в сторону закрытия и открытия;

пропорционально-интегрально-дифференциальный закон регулирования (ПИД- регулирование);

датчик давления для регулирования на приеме, максимальное давление которого близко к регулируемому давлению.

2.6. Автоматизация вспомогательных систем

2.6.I. Автоматизация вспомогательных систем магистральной насосной должна обеспечивать своевременное включение, отключение механизмов и, при необходимости, регулирование соответствующих параметров для обеспечения нормальных условий работы оборудования магистральной насосной.

2.6.2. Вспомогательные системы (смазки, охлаждения), которые являются общими для всех агрегатов и всегда работают при работающих магистральных и подпорных агрегатах, должны включаться одновременно одной командой "Подготовка насосной", подаваемой из операторной, МДП и РДП. Их отключение должно производиться также общей командой и может выполняться автоматически после остановки всех магистральных агрегатов насосной. Одновременно с включением и отключением этих вспомогательных систем может производиться открытие и закрытие задвижек подключения насосной к магистральному трубопроводу.

2.6.3. Системы вентиляции, служащие для создания подпора в помещениях, камерах или оборудовании, должны включаться по команде "Подготовка насосной". По этой же команде включаются системы приточной вентиляции для взрывоопасных помещений.

2.6.4. Во всех помещениях с взрывоопасными зонами должны быть предусмотрены сигнализаторы загазованности, откалиброванные на пары нефти или эквивалентной контрольной газовой смеси).

Установку газоанализаторов следует производить в соответствии с РД-39-2-434-80.

2.6.5. Схемы сигнализации загазованности должны обеспечивать раздельную фиксацию двух различных уровней загазованности: аварийного - не выше 50% нижнего предела взрываемости (НПВ) и предельного. Значение предельного уровня выбирается

из учета селективной настройки газоанализаторов на различные значения загазованности. Ориентировочное значение предельного уровня загазованности 15-30% НПВ.

2.6.6. При наличии предельного уровня загазованности должны включаться аварийные системы вентиляции и подаваться звуковой и световой сигналы.

2.6.7. При повышении концентрации взрывоопасной смеси до аварийного уровня, а также при длительном (порядка 10 мин) сохранении концентрации выше предельного уровня должно осуществляться отключение всех работающих магистральных агрегатов в соответствии с п.2.3.9. Такое же отключение должно осуществляться при срабатывании сигнализаторов загазованности и отсутствия возможности их раздельной настройки.

2.6.8. При наличии у вентиляторов электроприводных заслонок, схемы управления вентиляторами должны обеспечивать предварительное управление заслонками с учетом времени их открытия.

2.6.9. Управление средствами подогрева (или охлаждения) воздуха, подаваемого приточными вентиляторами, должно осуществляться по температуре в помещения в соответствии с заданными условиями поддержания температуры.

2.6.10. Система управления должна предусматривать управление вентилями на линиях подачи теплоносителя к воздушным теплообменникам как для поддержания температурного режима, так и для защиты от замерзания.

2.6.11. В системе подачи масла должно быть предусмотрено регулирование, измерение и сигнализация температуры масла.

2.6.12. В системе подачи масла должна быть предусмотрена сигнализация максимального и минимального уровней в баках маслосистемы.

2.6.13. Насосы откачки утечек нефти должны управляться автоматически в зависимости от предельных уровней в резервуаре-сборнике. Автоматическое отключение насоса, откачивающего нефть из резервуара-сборника, производится по минимальному уровню или через определенное время после включения. Аналогично должна осуществляться автоматизация откачки утечек для подпорных насосных, резервуарных парков и т.д. На промежуточных станциях без емкости должен быть предусмотрен запрет запуска насоса, производящего откачку утечек на прием магистральной насосной, в случае, если давление в магистрали на приеме превышает максимальное давление, которое может развить этот насос, а также при отключении насосной от магистрали.

2.6.I4. В схеме откачки утечек рекомендуется предусматривать автоматическое включение резервного насоса параллельно основному, если через заданное время (порядка I минуты) после запуска основного уровень в сборнике не снизится.

2.6.I5. Автоматизация системы разгрузки торцевых уплотнений должна обеспечивать автоматическое переключение сброса разгрузки на прием магистральной насосной или в резервуар-сборник, если это требуется для обеспечения нормальной работы уплотнений.

2.6.I6. Схема откачки утечек на станциях без емкости должна предусматривать контроль аварийного максимального уровня в емкости сбора утечек (сброса волны, разгрузки и тп.) с помощью самостоятельного датчика, не связанного с предельными уровнями.

При повышении уровня в резервуаре - сборнике до аварийного следует предусматривать отключение насосных агрегатов, а затем отключение от магистрального трубопровода системы сглаживания волн давления.

2.6.I7. Рабочее давление приборов контроля исправности насосов откачки утечек должно соответствовать давлению на приеме станции при работающих агрегатах. При этом необходимо предусматривать защиту приборов от повышенных давлений при перекачке по нефтепроводу мимо станции.

сохранение работоспособности системы при временных колебаниях напряжения при пусках мощных электродвигателей или после перерыва энергоснабжения на время АПВ/если это условие не выполняется устройствами энергоснабжения/.

2.6.20. Во всех помещениях следует предусматривать контроль снижения температуры ниже допускаемой по условиям работы оборудования или приборов.

3. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОДПОРНЫХ НАСОСНЫХ

3.1. Объем автоматизации и контроля

3.1.1. Объем и средства автоматизации и контроля должны обеспечивать работу всех систем подпорной насосной без дежурного персонала.

3.1.2. Для подпорных насосных должны предусматриваться:

централизация контроля и управления подпорной насосной;

автоматическая защита насосной при возникновении опасных ситуаций;

автоматическая защита и управление подпорными насосными агрегатами.

3.2. Централизация контроля и управления

3.2.1. Централизация контроля и управления подпорной насосной должна предусматриваться в МДП насосной станции.

Аппаратуру контроля и управления подпорной насосной допускается устанавливать в специальном помещении аппаратной вблизи подпорной насосной с дублированием в МДП информации, указанной в приложении Ш.3.

3.2.2. При централизации контроля и управления следует предусматривать:

дистанционное управление каждым подпорным агрегатом;

сигнализацию состояния агрегата: включен, отключен, аварийно отключен;

дистанционное управление задвижками на коллекторах подпорной насосной;

автоматическое включение резервного подпорного агрегата.

3.2.3. В МДП измерение давлений на приеме и выходе подпорной насосной, как правило, не требуется.

3.3. Автоматическая защита подпорной насосной

3.3.1. Для подпорных насосных следует предусматривать автоматическую защиту с отключением всех подпорных агрегатов по параметрам, определяемым заводом-изготовителем, а также при:

отключении магистральной насосной по аварии;

аварии вспомогательных систем подпорной насосной.

Кроме того, должно быть предусмотрено отключение кнопками со щита и по месту.

3.4. Автоматическая защита и управление подпорным агрегатом

3.4.1. Система автоматической защиты подпорного насосного агрегата должна обеспечивать его остановку при неисправности. Объем параметров защиты определяется проектом на основании технической документации заводов-изготовителей агрегата (насоса и двигателя) из условий работы без дежурного персонала при взрывоопасной окружающей среде.

3.4.2. Система управления агрегатом должна предусматривать возможность управления агрегатом в режимах:

автоматический;

резервный.

Рекомендуется предусматривать режим "испытательный".

3.4.3. Автоматическое управление агрегатом должно предусматривать выполнение заданной программы его включения или отключения при получении одной соответствующей команды из пункта управления (аппаратной подпорной насосной, МДП или РДП).

3.4.4. Последовательность выполнения элементов программы при включении и отключении должна определяться исходя из особенностей конструкции агрегата и технологической схемы подпорной насосной.

3.4.5. При необходимости схема автоматического управления должна включать управление вспомогательными системами агрегата в нерабочем состоянии (например, подогрев масла, циркуляция нефти, опорожнение коллекторов и т.п.).

3.4.6. У каждого подпорного насоса по месту должны устанавливаться показывающие манометры для контроля давления на выходе.

3.4.7. Конструкция отборных устройств для контроля давлений подпорных насосов должна обеспечивать их работоспособность при низких температурах окружающего воздуха.

4. АВТОМАТИЗАЦИЯ РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ.

4.1. Объем автоматизации и контроля.

4.1.1. Объем и средства автоматизации и контроля должны обеспечивать работу резервуарного парка при наличии дежурного оператора в помещении МДП.

4.1.2. Во всех резервуарных парках должны предусматриваться:

централизация контроля и управления;

автоматическая защита;

автоматическое пожаротушение.

4.1.3. В резервуарных парках, предназначенных для приема различных сортов нефти допускается применение автоматического переключения коллекторов /резервуаров/ для раскладки нефти по сортам.

4.2. Централизация контроля и управления.

4.2.1. На всех станциях магистральных нефтепроводов контроль и управление резервуарным парком должны сосредотачиваться в МДП станции в следующем объеме:

измерение уровня во всех оперативных резервуарах;

предупредительная сигнализация максимального и минимального уровня во всех оперативных резервуарах и максимального уровня в дренажном сборнике газовой обвязки;

измерение температуры в резервуаре (при наличии технологической необходимости);

аварийная сигнализация при срабатывании защит;

дистанционное управление основными оперативными задвижками резервуарного парка и сигнализация их положения.

4.2.2. Для измерения уровня рекомендуется использовать измерители уровня поплавкового или буйкового типа. Погрешность измерения уровня не должна превышать 4 мм.

Для резервуаров с плавающим покрытием допускается осуществлять измерение уровня по положению плавающего покрытия.

4.2.3. Предупредительная сигнализация должна селективно срабатывать при достижении значении максимального и минимального оперативных уровней в резервуаре. При появлении предупредительных сигналов переключение резервуаров производится оператором вручную.

Предупредительную сигнализацию оперативных уровней рекомендуется производить с использованием датчиков, встроенных в дистанционный измеритель уровня. Настройка сигнализируемой величины может производиться непосредственно на датчике.

4.2.4. Оперативный максимальный уровень принимается ниже аварийного максимального уровня /см.п.4.3.1/, на величину, определяемую повышением уровня при максимальной подаче в резервуар за время, необходимое для открытия задвижки у свободных резервуаров.

Оперативный минимальный уровень принимается по уровню технологического остатка в соответствии с РД 39-80-539-81.

4.2.5. Управление задвижками резервуарного парка должно осуществляться с устройства, обеспечивающего отображение мнемосхемы резервуарного парка и контроль правильности выбранного объекта управления.

4.2.6. Переключатели режима управления задвижкой (по месту или из МДП) должны устанавливаться вблизи задвижек. Допускается использовать параллельное управление задвижками без установки переключателей.

4.2.7. Автоматическое переключение резервуаров для раскладки смеси рекомендуется выполнять на станциях магистральных нефтепроводов, на которых осуществляется последовательная перекачка. Датчики системы, контролирующие концентрации смеси, должны устанавливаться перед разветвлением потока по сортовым резервуарам на таком расстоянии, чтобы задвижки, установленные в месте разветвления, успели переключиться за время, пока нефть перемещается от места установки датчика до места разветвления.

4.2.8. Дистанционное измерение средней температуры нефти в резервуаре и измерение температуры в зоне приемно-раздаточного патрубка предусматривается в районах с холодным климатом или при перекачке высоковязких нефтей.

4.2.9. Условия установки датчиков измерения уровня, средней температуры или отбора средней пробы в резервуарах должны обеспечивать возможность получения достоверных значений параметров. В связи с этим не рекомендуется установка указанных устройств в направляющих трубах без перфорации в резервуарах с понтоном или плавающей крышей.

4.3.Автоматическая защита.

4.3.I. Автоматическая защита от перелива должна обеспечивать прекращение поступления нефти в резервуар при достижении в нем максимального аварийного уровня нефти. Это воздействие должно осуществляться на задвижку, специально предусмотренную в соответствии с технологической схемой. Одновременно должна открываться задвижка на линии сброса нефти в специально выделенную емкость.

Настройка максимального аварийного уровня производится ниже предельно допустимого уровня по конструкции резервуара на величину, соответствующую количеству нефти, которое может поступить в резервуар за время закрытия задвижки налива. Предельно допустимый уровень по конструкции резервуара определяется: для резервуаров с плавающим покрытием- максимальной высотой подъема покрытия;

для резервуаров без плавающего покрытия со встроенными пеногенераторами- нижним краем пеногенератора;

для резервуаров без плавающего покрытия с верхним вводом пены- отметкой обечайки резервуара.

4.3.2. Для автоматической защиты от перелива должен использоваться самостоятельный датчик аварийного максимального уровня. Допустимая погрешность срабатывания датчика не должна превышать I см, а дифференциал- 5 см.

4.3.3. Конструкция датчика аварийного максимального уровня должна учитывать особенности его настройки по п.4.3.I.

4.3.4. Для резервуаров с плавающим покрытием конструкция сигнализатора аварийного уровня должна предусматривать возможность подъема крыши или понтона выше сигнализируемой величины. На резервуарах такой конструкции вместимостью более 30000 м^3 должны устанавливаться не менее трех датчиков аварийного максимального уровня, размещаемых равномерно по периметру.

4.3.5. Автоматическая защита от чрезмерного давления в трубопроводах подачи нефти в резервуарный парк должна выполняться путем подключения к трубопроводу, в котором повышалось давление, специально выделенной емкости. Подключение емкости должно производиться с использованием электроприводных задвижек, параллельно которым устанавливаются механические предохранительные клапаны. Реле давления системы защиты должно настраиваться не менее, чем на 10% ниже, чем соответствующий предохранительный клапан.

4.3.6. В резервуарных парках должна предусматриваться защита от превышения допускаемых скоростей наполнения или опорожнения.

При превышении допустимой скорости наполнения (опорожнения) для одного из работающих резервуаров должна открываться задвижка на линии сброса в специально выделенные емкости.

4.3.7. Блокировка задвижек для предотвращения смешения должна предусматриваться в резервуарных парках, куда поступают разные нефти, последовательно перекачиваемые по одному трубопроводу.

5. ИЗМЕРЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА И КАЧЕСТВА НЕФТИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

5.1. Выбор мест установки и определения состава средств измерения количества и качества перекачиваемых нефтей должны производиться в соответствии с ВиТП.

5.2. Проектирование пунктов учета нефти должно осуществляться в соответствии с руководящими документами по проектированию узлов учета нефти.

5.3. Вторичную аппаратуру систем измерения количества и качества нефти рекомендуется устанавливать в МПП.

5.4. Измерение количества и качества электроэнергии производится в соответствии с Указаниями по проектированию энергоустановок объектов магистральных нефтепроводов.

6. АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОЖАРОТУШЕНИЕ

6.I. Объем автоматизации и контроля

6.I.I. На насосных станциях магистральных нефтепроводов должно предусматриваться автоматическое пожаротушение в соответствии со СНиПами П-I06-79, 2.04.09.84 и отраслевыми рекомендациями, согласованными с ГУПО МВД СССР.

Селективная (избирательная) сигнализация пожара, дистанционное управление средствами автоматического пожаротушения должны предусматриваться в МДП (или в операторной при отсутствии МДП) с дублированием сигнализации о пожаре и срабатывании системы автоматического пожаротушения в пожарном посту (при наличии в нем постоянного дежурного персонала).

6.I.2. Автоматическое пожаротушение должно предусматриваться для всех объектов, указанных в "Перечне зданий, помещений и сооружений предприятий Миннефтепрома, подлежащих оборудованию установками автоматического пожаротушения".

6.I.3. Автоматизация пенного пожаротушения должна включать:

автоматическое и дистанционное включение насосов подачи раствора пенообразователя;

автоматизацию залива пожарных насосов;

автоматическое дозирование количества пенообразователя или регулирование раствора пенообразователя;

сигнализацию минимального давления в напорной сети раствора пенообразователя;

автоматическое и дистанционное открытие запорных устройств в системе пожаротушения или подачи раствора пенообразователя к защищаемому объекту;

автоматическую световую и звуковую сигнализацию о возникновении пожара в пункте управления и защищаемом помещении;

автоматическую защиту помещений и оборудования в соответствии с пунктом 2.3.9.;

сигнализацию предельных уровней и температуры воды в резервуарах противопожарного запаса воды и раствора пенообразователя.

Стационарную систему водяного орошения стенок резервуаров допускается включать вручную.

6.2. Датчики сигнализации пожара/пожарные извещатели/.

6.2.1. Устройства сигнализации пожара системы автоматического пожаротушения должны обеспечивать селективную сигнализацию объекта возгорания в операторной, МДП и в пожарном посту/при наличии в нем постоянного дежурного персонала/

6.2.2. Автоматические датчики сигнализации пожара/пожарные извещатели/ должны настраиваться на температуру, превышающую более, чем на 20°С максимальную температуру окружающего воздуха с учетом местного нагрева.

6.2.3. Для повышения надежности работы системы рекомендуется фиксировать срабатывание системы не менее, чем по двум датчикам.

6.2.4. Датчики сигнализации возгорания в резервуарах (пожарные извещатели) должны устанавливаться рядом с пеногенераторами и их число должно соответствовать количеству пеногенераторов.

6.2.5. Установка датчиков пожара (пожарных извещателей) в помещениях должна выполняться в соответствии со СНиП 2.04.09-84.

6.2.6. При выборе датчиков и средств автоматизации следует учитывать, что общая инерционность системы автоматического пожаротушения (время с момента обнаружения пожара извещателем до поступления пены) при применении пенокамеры с герметизирующей заслонкой с легкоплавкими замками должна быть не менее 2 минут и не более 5 минут.

6.2.7. В качестве пожарных извещателей для закрытых помещений рекомендуется предусматривать:

Систему пожарной сигнализации ПИО-017 с датчиками ДПЭС- 038;

автоматические сигнализаторы пожара типа 5020 производства ВНР;

датчики типа ТРВ-2 совместно со станциями типа ППС-I, ППС-3 и т.п.;

датчики ДТЛ совместно с устройством ИУС и станциями типа ППС-I, ППС-3.

6.2.8. В качестве пожарных извещателей для открытых установок и резервуаров рекомендуется использовать датчики

типа ТРВ-2 совместно со станциями типов ТОЛ, ППС-1, ППС-3 и т.п.

6.2.9. Применение пожарных извещателей, отличных от типов, указанных в пунктах 6.2.7-6.2.8 должно быть согласовано с органами ГУПО МВД СССР.

6.3. Схемы автоматизации

6.3.1. Система автоматического пожаротушения должна предусматривать селективное управление запорными устройствами на линиях подачи огнегасящего вещества к защищаемым объектам.

6.3.2. Система автоматического пенного пожаротушения должна предусматривать задержку подачи пены на время, определяемое технологическими обстоятельствами, временем плавления легкоплавких замков пенокамеры, или соображениями техники безопасности.

6.3.3. Аппаратура автоматического управления насосами пожаротушения и запорными устройствами на пенопроводах может устанавливаться в помещении пожарных насосов, операторной магистральной насосной или МДП станции.

6.3.4. Схемы управления насосами и запорными устройствами в системе автоматического пожаротушения должны предусматривать возможность одновременно автоматического, дистанционного и местного управления.

6.3.5. Включение системы автоматического пожаротушения должно сигнализироваться в защищаемом помещении световым и звуковым сигналами. Световой сигнал должен устанавливаться в обслуживаемых помещениях, в месте доступном для обзора из любой точки помещения, а в необслуживаемых помещениях - перед входом в помещение.

6.3.6. Система автоматического пожаротушения должна предусматривать автоматическую подачу воды в резервуары противопожарного запаса при минимальном уровне в них, при включении пожарных насосов, а также - закрытие задвижек на линиях подачи воды в систему производственно-технического водоснабжения при минимальном аварийном уровне в резервуарах противопожарного запаса воды.

6.3.7. Дистанционный контроль уровней и температуры воды в наземных резервуарах противопожарного запаса воды и раствора пенообразователя осуществляется сигнализацией предельных значений в операторной или МДП.

6.3.8. При необходимости подогрева раствора пенообразователя должна быть предусмотрена сигнализация предельной температуры теплоносителя или поверхностей обогрева.

6.3.9. При использовании на тушение пожара концентрированного пенообразователя его подача в насосную установку автоматизированной системы пожаротушения должна быть автоматизирована.

7. АВТОМАТИЗАЦИЯ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ СООРУЖЕНИЙ.

7.1. Объем автоматизации и контроля.

7.1.1. Объем и средства автоматизации вспомогательных сооружений должны обеспечивать их работу без обслуживающего персонала. Допускается предусматривать технические средства с учетом регламентного технического обслуживания не чаще 1 раза в неделю.

7.1.2. При размещении технологических устройств вспомогательных сооружений в самостоятельных помещениях или в отдельных блоках, удаленных от операторной, рекомендуется устанавливать щиты управления системой непосредственно в этих помещениях или блоках. В этом случае в операторную и ЩДП должны подаваться только обобщенные сигналы включенного состояния и неисправности.

7.2. Система водоснабжения.

7.2.1. Сооружения системы водоснабжения должны автоматизироваться по СН 516-79 и ЭКИП- П-31-74.

7.2.2. Дистанционное измерение в операторной /ЩДП/ уровней в резервуарах и давлений в водопроводах, как правило, не предусматривается.

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

7.2.4. Контроль за расходом воды на промывку фильтров рекомендуется осуществлять переносными приборами.

7.3. Канализационные сооружения.

7.3.1. Сооружения систем канализации должны автоматизироваться по СНиП П-32-74.

7.3.2. Системы промышленной канализации должны автоматизироваться аналогично системе откачки утечек магистральной насосной.

7.3.3. Помещения систем промышленной канализации должны оборудоваться средствами сигнализации пожара и загазованности аналогично помещениям магистральных насосных.

7.3.4. В системах канализации промышленных стоков рекомендуется предусматривать контроль содержания нефтяных остатков в воде.

7.3.5. Автоматизация сброса после операций, выполняемых с участием персонала/дренаж емкостей, мойка автомашин и т.д./, как правило, не предусматривается.

7.4. Котельные установки.

7.4.1. Объем и средства автоматизации и контроля работы котельных установок должны обеспечивать поддержание работы установки без постоянного обслуживающего персонала. Допускается учитывать наличие персонала для розжига котлов и заполнения топливных баков.

7.4.2. Параметры защиты оборудования и объем контроля и сигнализации на щитах в котельной должен приниматься в соответствии со СНиП II-35-76 и рекомендациями заводов-изготовителей котлов.

Автоматика котла должна обеспечивать прекращение подачи топлива при нарушениях режима работы котла, которые могут вызвать повреждение котла.

7.4.3. В котельных, работающих на жидком и газообразном топливе, должно предусматриваться автоматическое регулирование процессов горения.

7.4.4. Учет потребляемого тепла и топлива должен осуществляться в соответствии с РД 39-30-1243-85.

7.4.5. помещении котельной должна предусматриваться автоматическая сигнализация пожара.

7.4.6. В операторной (МЩ) предусматривается сигнализация:

максимального и минимального уровней в топливных баках;

минимальной температуры прямой воды;

состояния котла (включен);

аварийного отключения котла;

неисправности насосов вспомогательных систем,

пожара в котельной.

7.5. Дизельные электростанции (ДЭС)

7.5.1. Автоматизация ДЭС должна осуществляться в соответствии с требованиями завода-изготовителя на оборудование, входящем в комплект ДЭС.

7.5.2. Щит управления ДЭС устанавливается в помещении ДЭС.

7.5.3. В помещении ДЭС должны предусматриваться устройства обнаружения загорания (пожарные извещатели).

7.5.4. В операторной (МДП) следует предусматривать:

кнопки дистанционного управления ДЭС,

сигнализацию неисправности ДЭС и минимального уровня в топливных баках,

пожара в ДЭС.

8. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ АВТОМАТИЗАЦИИ

8.1. Общие характеристики

8.1.1. Приборы, используемые для автоматизации перекачивающих насосных, должны иметь класс точности по таблице 1, не хуже:

Таблица 1

Контролируемый параметр	Класс точности	
	измерения	сигнализация
Температура нефти в трубопроводе	I	I,5
Температура жидкости вспомогательных систем	I,5	2,5
Температуре воздуха	I,5	2,5
Давление в магистральном нефтепроводе	I	I,5
Давление во вспомогательных трубопроводах	I,5	2,5
Уровень в сборных резервуарах	–	2,5

Приборы контроля вибрации должны соответствовать "Инструкции по контролю вибрации магистральных насосных агрегатов".

8.I.2. При выборе приборов автоматизации следует обращать внимание, чтобы диапазон между срабатыванием при достижении контролируемого значения параметра и отпусканием при изменении этого параметра, обеспечивал нормальную работу схемы (например повторный запуск агрегатов).

8.I.3. Применяемые системы автоматизации должны иметь допускаемую вероятность безотказной работы за I000 часов по ГОСТ I32I6-74 в расчета на одну функцию, не менее:

аварийная защита	- 0,98
программное управление	0,9
измерение	0,85

8.I.4. Устанавливаемое оборудование должно нормально работать при осуществлении периодического осмотра и регламентных работ не чаще I раза в неделю.

8.2. Схемные решения

8.2.I. Схемы автоматической защиты основных технологических сооружений и агрегатов, особенно установленных в помещениях со взрывоопасными зонами, должны иметь повышенную надежность: исчезновение питания (сверх времени АПВ), неисправность датчиков защит, обрыв проводки от датчика и т.п. должны вызывать срабатывание сигнализации или соответствующей защиты.

Рекомендуется предусматривать возможность опробования каждой из этих защит без нарушения нормального режима работы агрегата или всего сооружения.

8.2.2. Схемы управления всеми электроприводами должны обеспечивать возможность их остановки, как устройствами автоматической защиты, так и установленными по месту кнопками "стоп", при любых режимах управления агрегатом или всего сооружения.

Остановка электродвигателей кнопками "стоп" должна обеспечиваться независимо от наличия питания схем автоматики.

8.2.3. Схемы аварийной сигнализации должны предусматривать сохранение сигнала до его снятия оператором или диспетчером, даже если причина сигнализации за это время исчезла.

8.2.4. Конструкция устройств и систем должна обеспечивать возможность восстановления их работоспособности путем замены отдельных узлов или блоков на месте. Время восстановления для устройств перекачивающих насосных не должно превышать 40 мин., устройств резервуарных парков - I час.

При этом следует стремиться, чтобы не происходило нарушение работы соседних узлов и технологического оборудования.

8.2.5. При применении световой сигнализации с использованием лампочек или светофильтров различного цвета следует руководствоваться ГОСТ I2.4.026-76.

Включенное положение (открытие) оборудования сигнализируется зеленым цветом, отключенное (закрытое) положение - желтым цветом, аварийное состояние - красным цветом.

8.3. Монтаж средств автоматики

8.3.1. Монтаж средств автоматики и соединительные проводки следует предусматривать в соответствии со СНиП III-34-74 и руководящими указаниями ГПИ "Проектмонтажавтоматика".

8.3.2. При подключении приборов и аппаратов в закрытых помещениях с взрывоопасными зонами должны применяться только кабели с медными жилами. Для соединения аппаратов и приборов, установленных в наружных установках с взрывоопасными зонами или в невзрывоопасных помещениях, допускается применение кабелей с алюминиевыми жилами, если присоединение к приборам позволяет подключение таких жил.

8.3.3. Металлические корпуса всех приборов, устанавливаемых на заземленных конструкциях во взрывоопасных зонах, должны быть занулены (заземлены) с помощью отдельных проводников, специально предназначенных для этой цели. Это требование не распространяется на корпуса приборов, устанавливаемых внутри занулённых (заземленных) щитов и пультов.

Заземление приборов с искробезопасными цепями должно выполняться в соответствии с рекомендациями заводов-изготовителей.

8.3.4. Броня кабелей, прокладываемых во взрывоопасных зонах, должна быть занулена (заземлена) с обеих сторон кабеля.

8.3.5. При проектировании кабельных сетей следует стремиться к использованию для прокладки электротехнических кабелей и кабелей автоматики общих каналов, эстакад, лотков и т.п. При этом следует учитывать условия совместной прокладки соединительных линий с точки зрения появления электрических помех.

8.3.6. Цепи сигнализации и управления, относящиеся к взаимно резервируемым механизмам одной технологической системы должны, как правило, прокладываться в различных кабелях.

8.3.7. Трубные проводки в помещениях с пожаро- и взрывоопасными зонами должны прокладываться так, чтобы исключить возможность проникновения пожаро или взрывоопасных смесей по трубным проводкам или вдоль них в помещения с нормальной средой даже при наличии неисправности в соединительной линии.

8.3.8. Для установок на открытом воздухе колонки с приборами рекомендуется устанавливать под навесами или в специальных шкафах (кожухах), обеспечивающих поддержание требуемых для приборов внешних условий, а также удобство осмотра и проверки.

8.3.9. Все отборные устройства давления и соединительные линии на открытом воздухе должны быть выполнены так, чтобы предотвратить загустение нефти в отборном устройстве или в соединительной линии до разделительного сосуда.

8.3.10. Места отбора для контроля давлений систем регулирования и защиты должны находиться сбоку трубопровода на прямом участке на расстоянии от местных сужений, насосов и арма-

туры. Расстояние от места отбора до местного сопротивления должно быть не менее 2 условных диаметров сужающего устройства или трубопровода, если не имеется дополнительных ограничений.

8.3.II. Глубина погружения термометров сопротивления, устанавливаемых в трубопроводе, должна быть не менее I/3 диаметра трубопровода и они должны иметь защитную арматуру.

9. ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ.

9.1. Объем телемеханизации.

9.1.1. Телемеханизация магистрального нефтепровода должна охватывать следующие объекты:

магистральную насосную;

подпорную насосную;

резервуарный парк;

узел учета;

устройства приема и пуска/пропуска/ скребка;

узел с запорной арматурой на линейной части;

станцию антикоррозийной защиты,

конечный пункт,

энергетическое хозяйство.

9.1.2. Объем телемеханизации по объектам должен соответствовать приложению П3.

9.1.3. Смысловое содержание сигналов, передаваемых в систему телемеханики, должно соответствовать приложению П3.

9.1.4. Для резервуарных парков, по которым проходит граница управления из различных РДП, должна предусматриваться передача в две стороны:

уровня в резервуарах и количества нефти в парке;

срабатывания защиты по переливу или повышению давления;

сигнализации состояния задвижек, определяющих режим работы парка и подключение узла учета;

количества и расхода нефти на приеме в парк.

9.2. Телемеханизация НПС.

9.2.1. Применяемые средства передачи информации должны соответствовать следующим показателям по ГОСТ 26.205-83:

по быстродействию для всех функций при скорости передачи 600 бит/с - 2 группа

по достоверности передачи для всех функций - I категория

9.2.2. Основная допускаемая погрешность передачи аналоговых телеизмерений должна не превышать 0,6% (без учета погрешности датчика).

9.2.3. Питание устройств телемеханики на КП должно обеспечивать сохранение работоспособности и достоверности информации с учетом возможных перерывов и колебаний напряжения в общей сети энергоснабжения.

9.2.4. При наличии нескольких магистральных насосных на насосной станции допускается использование общего устройства КП для сбора и передачи информации с этих насосных.

9.3. Телемеханизация линейной части.

9.3.1. Дистанционное управление, сигнализация и измерение для узлов линейной части выполняется с помощью средств телемеханики.

9.3.2. Объем телемеханизации линейной части предусматривается в соответствии с приложением ПЗ.

9.3.3. На магистральных нефтепроводах, проходящих по горному рельефу, дополнительно к п.9.3.2 предусматривается:

сигнализация максимальных уровней нефти в резервуарах станций защиты /или измерение уровня/;

измерение давлений в трубопроводе на входе и выходе станций дросселирования;

автоматическое закрытие задвижки перед станцией дросселирования при снижении давления на приеме станции дросселирования или закрытии дроссельного органа;

автоматическое отключение предыдущих НПС при аварийном уровне в резервуарах станции защиты.

9.3.4. Устройства телемеханики на линейной части рекомендуется устанавливать в закрытых блок-боксах выше уровня земли и с учетом уровня грунтовых и паводковых вод.

9.3.5. При телемеханизации линейной части нескольких параллельных нефтепроводов рекомендуется использование одного общего КП для объектов этих нефтепроводов.

9.3.6. Телеуправление задвижками на линейной части должно выполняться с применением двух команд: подготовительной и основной. Подготовительная команда может быть общей для всех задвижек одного КП.

9.3.7. Применяемые средства телемеханики линейной части должны соответствовать по ГОСТ. 26.205-83:

по достоверности передачи	- 2 категории
по быстродействию	- 3 группе
по надежности	- I группе.

9.3.8. Сбор данных о работе средств антикоррозионной защиты должен выполняться с помощью специализированных средств.

10. ПРОЕКТИРОВАНИЕ АВТОМАТИЗАЦИИ И ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИИ

10.1. Общие положения

10.1.1. Проектирование автоматизации и телемеханизации объектов магистральных нефтепроводов должно осуществляться в соответствии с ВСН 281-75, руководящими материалами ГПИ "Проектмонтажавтоматика" и отраслевыми руководящими документами.

10.1.2. Для автоматизации всех сооружений на станциях магистральных трубопроводов предпочтительно использование типовых проектов или прогрессивных и экономичных проектов повторного применения. Все однотипные сооружения станций трубопроводов или системы трубопроводов должны автоматизироваться, по возможности, с применением одного и того же проекта.

10.1.3. При проектировании автоматизации и телемеханизации должны одновременно предусматриваться помещения и оборудование для обслуживания, поверки, ремонта и наладки аппаратуры, а также специальный поверочно-наладочный аппаратурой транспорт для своевременной доставки на объекты ремонтного персонала.

10.1.4. Проектирование систем автоматизации должно осуществляться на базе заданий технологических отделов, согласованных с отделом, разрабатывающим проект автоматики.

Задания должны включать:

- технологические схемы системы с характеристиками основного оборудования и трубопроводов;

- описание режимов работы системы и номинальных параметров работы системы;

описание условий автоматизации и блокировок;

данные для расчета измерительных устройств и заполнения опросных листов;

планы технологических трубопроводов;

техническую документацию по типовым проектам.

10.1.5. Все оборудование и проводки в помещениях с взрыво- и пожароопасными зонами должны удовлетворять требованиям ПУЭ.

Классификацию помещений с взрывоопасными зонами следует принимать по ВНТП. Во всех случаях класс взрывоопасной зоны принимается по электротехнической части проекта.

10.1.6. В проекте должны указываться величины настройки всех аппаратов, имеющих настраиваемое значение срабатывания, в соответствии с принятыми в проекте техническими решениями. Изменения настройки могут выполняться только при отклонении от проекта при строительстве, монтаже или эксплуатации или уточнении рабочих параметров оборудования.

10.1.7. Чертежи заданий заводам на щиты отечественного производства должны выполняться в соответствии с РД 4-107-77, указаниями заводов-изготовителей на размещение аппаратуры на щитах и нормалями на разработку мнемощитов и пультов.

10.1.8. Чертежи для заказа импортного оборудования должны выполняться в соответствии с обязательными и отраслевыми руководящими материалами, а также условиями фирм-поставщиков.

10.1.9. Помещения диспетчерских пунктов должны проектироваться в соответствии с СН 5.12-78.

10.1.10. При использовании в проектах средств измерения импортного изготовления, условия их применения должны быть согласованы с базовыми организациями метрологической службы.

10.2. Распределение работ по разделам проектов.

10.2.1. Выбор методов регулирования давления и ограничения волы давления, типов и мест установки исполнительных устройств, а также расчет гидравлических характеристик исполнительных механизмов на КПС осуществляется в технологической части проекта.

10.2.2. Устройства,устанавливаемые непосредственно на технологическом оборудовании и трубопроводах на КПС и линейной части: закладные устройства для датчиков давления и температуры,конструкции для установки датчиков уровня, исполнительные органы систем регулирования,перечни лимитов приборов контроля количества и качества предусматриваются и указываются в соответствующих технологических частях проекта.

10.2.3. При проектировании автоматического пожаротушения в раздел автоматики включаются устройства и системы,входящие в систему автоматического пенного пожаротушения. Рабочие чертежи автоматического пожаротушения выпускаются отдельными проектами.

10.2.4. Ручная и автоматическая сигнализация пожара для объектов, не входящих в систему автоматического пожаротушения, выполняются в соответствии с существующими нормами в проектах пожарной и охранной сигнализации,включаемых в раздел связи.

10.2.5. При наличии объектов, для которых в соответствии с предписаниями, требуется автоматическое газовое пожаротушение, его проектирование совместно с соответствующим разделом автоматизации, выполняется специализированной организацией.

10.2.6. Разделение проектов по разделам "Электрооборудование и электроснабжение" и "Автоматика" должно осуществляться по клеммникам распределительных устройств, щитов станций управлений, а для РУ-10/6/кВ по клеммникам щитов автоматики, панелей с датчиками электрических параметров и т.д. Измерительные цепи трансформатора тока включаются в проект "Электроснабжения".

10.2.7. Питание всех электроприводов исполнительных механизмов систем автоматики должно предусматриваться в разделе "Автоматика". Питание электроприводов задвижек, насосов, компрессоров, вентиляторов и т.п. предусматривается в электротехнической части проекта.

Питание щитов автоматики от распределительных щитов электроснабжения, соответствующих предъявляемым требованиям, выполняется в разделе "Автоматика".

10.2.8. Проектирование систем автоматического повторного включения и автоматического самозапуска /параллельного или последовательного/ электродвигателей магистральных и подпорных насосных агрегатов должно выполняться в электротехнической части проекта.

10.2.9. При наличии электрообогревания управление им предусматривается в электротехнической части проекта.

Автоматизация подачи воздуха в помещения для целей обогрева предусматривается в разделе автоматики.

10.2.10. Проектирование всех систем измерения электрических параметров в пределах КПС осуществляется в разделе "Внутреннего электроснабжения". Датчики, используемые для передачи информации об электрических параметрах по системе телемеханики, включаются в спецификации раздела "Телемеханика".

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ, НА КОТОРЫЕ ДАНЫ ССЫЛКИ В ВСН

I. Автоматизированная система управления магистральным транспортированием нефти "АСУ транснефть".

2. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения. Норма проектирования. СНиП П-31-74.

3. Временные указания по проектированию систем автоматизации технологических процессов, ВСН 281-75.

4. Инструкция по проектированию автоматизации и диспетчеризации систем водоснабжения. СН 516-79.

5. Инструкция по проектированию зданий и помещений для электронно-вычислительных машин. СН 512-78.

6. Канализация. Наружные сети и сооружения. СНиП П-32-74.

7. Котельная установка. Нормы проектирования. СНиП П-35-76.

8. Магистральные трубопроводы. СНиП 2.05.06-85.

9. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб. ГОСТ 2517-80

IO. Правила устройства электроустановок, (ПУЭ) - шестое издание, Москва, Энергоатомиздат, 1985г.

II. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов РД 39-30-114-78.

I2. Правила технической эксплуатации металлических резервуаров. Главнефтеснаб РСФСР, I969г.

I3. Системы автоматизации. СНиП II-34-74.

I4. Склады нефти и нефтепродуктов. Норма проектирования СНиП II-I06-79.

I5. ССВТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности ГОСТ I2.4.026-76.

I6. Требования к установке стационарных газоанализаторов и сигнализаторов в производственных помещениях предприятий нефтяной промышленности РД 39-2-434-80).

I7. Указания по проектированию энергоустановок объектов магистральных нефтепроводов. Электроснабжение и теплоснабжение ВСН - Миннефтепром (на утверждении).

I8. "Устройства исполнительные. Методы расчета пропускной способности, выбора условного прохода и пропускной характеристики" ГОСТ I6443-70.

I9. ЕССП. Устройства телемеханики. Общие технические требования ГОСТ 26205-83.

20. Щиты и пульты систем автоматизации технологических процессов. Требования к выполнению технологической документации, предъявляемой заводу-изготовителю РМ 4-I07-77.

2I. Электротехнические устройства. СНиП II-33-76.

22. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов (ВНТП 2-86)

23. Инструкция по контролю вибрации магистральных насосных агрегатов (на утверждении).

24. Инструкция по проектированию электроустановок систем автоматизации технологических процессов ВСН 205-84
МПСС СССР

25. Рекомендации по проектированию систем учета тепла и топлива, расходуемого на собственные нужды на объектах Главтранснефти РД 39-30-1243-85

26. Методические указания по определению норм технологических остатков нефти в резервуарных парках насосных станций Управлений магистральными нефтепроводами Главтранснефти РД 39-30-599-81

27. Руководящий документ по проектированию автоматизированных узлов учета нефти с турбинными счетчиками (на утверждении).

Продолжение I к ВСН

П.I.ОБЪЕМЫ АВТОМАТИЗАЦИИ НПС

Ш.I. ПЕРЕЧЕНЬ ПАРАМЕТРОВ ЗАЩИТЫ И КОНТРОЛЯ ДЛЯ МАГИСТРАЛЬНОЙ НАСОСНОЙ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ СООРУЖЕНИЙ.

	Сигнализация		Тип защитного отключения	
	в операторной	в задымленной помещении	одного агрегата	всех агрегатов
Аварийная загазованность	+	+	-	+
Повышенная загазованность	+	-	-	-
Пожар	+	+	-	+
Затопление	+	+	-	+
Аварийный максимальный уровень в резервуаре-оборнике	+	-	-	+
Предельное минимальное давление на приеме насосной	+	-	+	-
Аварийное минимальное давление на приеме насосной	+	-	-	+
Предельное максимальное давление на выходе до узла регулирования	+	-	+	-
Аварийное максимальное давление на выходе до узла регулирования	+	-	-	+
Предельное максимальное давление на выходе после узла регулирования	+	-	+	-

	Сигнализация		Тип защитного отключения	
	в операторной	в защищаемом помещении	одного агрегата	всех агрегатов
Аварийное максимальное давление на выходе после узла регулирования	+	–	–	+
Максимальное давление на приеме, требующее направить разгрузку в обратку	+	–	–	–
Минимальная температура в помещениях (по каждому помещению отдельно)	+	–	–	–
Низкое давление в камерах бесприводной установки	+	–	–	+
Неисправность вспомогательных систем насосной /по каждой системе в отдельности/	+	–	–	–
Авария подпорной насосной	+	+	–	+
Максимальный перепад на регулирующем органе	+	–	+	–
Авария вспомогательных систем/ по каждой системе в отдельности/	+	–	–	+
Неисправность на под - станции	+	–	–	–
Авария в КРУ	+	+	–	+
Аварийное отключение насосной кнопкой, установленной на улице	+	–	–	+
Прием скребка или разделителя	+	–	–	–

	Сигнализация		Тип защитного отключения	
	в операторной	в защищаемом помещении	одного агрегата	всех агрегатов
Пуск скребка или разделителя	+	-	-	-
Наличие дросселирования	+	-	-	-
Максимальный уровень в маслобаках	+	-	-	-
Минимальный уровень в маслобаках	+	-	-	-
Пожар, загазованность, затопление в помещениях маслосистемы или регуляторов	+	+	-	+
Пожар, загазованность, затопление в помещениях ЭВМ, пункта учета нефти, или прувера	+	+	-	-
Состояние котла/включен, авария/	+	-	-	-
Максимальный уровень в топливных баках котельной	+	-	-	-
Минимальный уровень в топливных баках котельной	+	-	-	-
Минимальный уровень в топливных баках ДЭС	+	-	-	-
Неисправность в котельной	+	+	-	-
Пожар в котельной	+	-	-	-
Пожар в ДЭС	+	+	-	-
Низкий уровень или температура воды в резервуарах противопожарного запаса	+	-	-	-

	Сигнализация		Тип защитного отключения	
	в операторной	в защищаемом помещении	одного агрегата	всех агрегатов
Автоматический сброс нагрузки (АСН)	+	-	+	-
Автоматическая разгрузка по частоте (АЧР)	+	-	+	-
Последовательный автоматический пуск (ПАП)	+	-	x)	x)

x) Число отключаемых агрегатов зависит от времени ПАП и определяется в проектной документации.

ПЕ42. ПЕРЕЧЕНЬ ПАРАМЕТРОВ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НАСОСНОГО АГРЕГАТА

Характер неисправности	Защитное отключение
Высокая температура:	
подшипников насоса	+
подшипников двигателя	+
подшипников возбудителя	+
сальника уплотнительного вала	+
корпуса насоса	+
воздуха на входе двигателя	+
Максимальные утечки по уплотнению насоса	+
Минимальное давление воздуха в корпусе электродвигателя	+

Характер неисправности	Защитное отключение
Минимальное давление масла	+
Минимальное давление охлаждающей воды	+
Повышенная вибрация насосного агрегата	+
Срабатывание электрической защиты двигателя	+
Неисправность цепей управления масляным выключателем	-
Незавершение последовательности отключения	-
Незавершение пусковой последовательности	+
Изменение состояния узлов агрегата	+
Отсутствие питания схемы защиты	+
Отключение кнопкой "стоп" в помещении:	
насосов	+
электродвигателей	+

Перечень задействованных сигналов определяется по документации завода-изготовителя.

П.1.3. Объем автоматизации в МДП

Управление

Магистральные насосные агрегаты

Подпорные насосные агрегаты

Подготовка насосной

Насосы системы пожаротушения

Задвижки узла подключения

Задвижки резервуарного парка

Задвижки узла учета

Задвижки на линиях подачи пены

Деблокировка сигналов защит по давлениям и приема/пуска/ опробка

Аварийная остановка насосной

Регулирование

Давление на приеме насосной

Давление на выходе насосной

Измерение

Давление на входе в резервуарный парк

Давление на приеме насосной

Давление на выходе насосной

Давление на выходе насосов

Расход по трубопроводу

Параметры качества нефти/ на станциях с емкостью/

Уровень нефти в резервуарах

Давление на входе узла учета

Сигнализация

Магистральные, подпорные насосные агрегаты /включен, готов к дистанционному запуску, авария, в резерве/

Подготовка насосной/включено/

Насосы системы пожаротушения/включено/

Задвижки узла подключения,резервуарного парка, узла учета,на линиях подачи пены/открыто,закрыто/

Скребок принят,запущен

Пожар в защищаемом сооружении

Приложение 2 к ВСН

П2. НАСТРОЙКА ДАТЧИКОВ ЗАЩИТЫ ПО ДАВЛЕНИЯМ В МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ

П2.1. Защита по давлению на приеме магистральной насосной.

Приборы защиты по давлениям на приеме магистральной насосной могут настраиваться в пределах от рабочего давления на приеме до 0,85 от этого значения. Под рабочим давлением на приеме подразумевается допускаемая величина кавитационного запаса насосов с учетом упругости паров при макси - мальной на определенный период времени пропускной способ - ности. Для селективности срабатывания защит рекомендуется принимать разницу между настройками регулятора давления и приборами на разных ступенях защиты не меньше величины половины абсолютной погрешности сигнализации менее точного прибора.

П2.2. Защита по давлению на выходе насосной до узла регулирования.

Приборы защиты по давлению на выходе насосной до узла регулирования могут настраиваться в пределах от рабочего давления в коллекторе до узла регулирования до 1,1 от этого давления. Рабочее давление в коллекторе принимается по наименьшему значению из рабочих давлений, указанных в документации на насосы, задвижки, трубопроводы, фасонные части и т.п. Для селективности срабатывания защит рекомендуется принимать разницу между настройками приборов на разных ступенях защиты не меньше величины половины абсолютной погрешности сигнализации менее точного прибора.

П2.3. Защита по давлению в магистральном нефтепроводе после узла регулирования может устанавливаться в пределах "зазора безопасности" трубопровода в диапазоне от рабочего давления плюс отклонение давления в процессе регулирования до 1,1 рабочего давления.

Под рабочим давлением подразумевается величина давления по напору допускаемых максимальных давлений на участке трубопровода после станции с учетом несущей способности фактически уложенных труб по всему участку магистрального трубопровода до следующей станции. Для селективного срабатывания защит рекомендуется принимать разницу между настройками прибора на разных отуплениях защиты не меньше величины половины абсолютной погрешности /сигнализации/ менее точного прибора.

3.3. Объемы телемеханизации

3.3.1. Перечень информации, передаваемой по системе телемеханики

Наименование объекта	Телесигнализация	Телеизмерения	Телеуправление
Магистральная насосная	пожар загазованность затопление запрет дистанционного запуска отключение ЗЗВД[x] (системы сглаживания волн давления) агрегаты работают параллельно волна понижения давления[x] неисправность линейной телемеханики	перепад на фильтрах, давление на входе, температура нефти, расход нефти.	открытие, закрытие задвижек подключения к магистрали, аварийное отключение НПС, деблокировка защит, допускающих дистанционный запуск
Вспомогательные системы	авария вспомогательных систем/общая/ неисправность вспомогательных систем/общая/ дизель-генератор включен ДЭС неисправна		включение, отключение /общая команда/
Система регулирования	предельные давления на входе, коллекторе и выходе	давления на приеме, в коллекторе и на выходе станции, степень открытия регулирующего органа	телерегулирование величины уставки на приеме и выходе

Наименование объекта	Телесигнализация
	Аварийное отключение по давлениям/общий/
	режим САР телемеханическая
Магистральный насосный агрегат	включен, готов к дистанционному управлению
	в горячем резерве
	авария агрегата
	агрегат в процессе пуска
Подпорная насосная	пожар загазованность затопление авария вспомогательных систем/общий/
	неисправность вспомогательных систем /общий/
Подпорный агрегат	включен готов к дистанционному управлению в горячем резерве авария

Телеинмерение	Телеуправление
перепад на узле регулирования	
величина уставка давления на приеме и выходе КПС	
давление после агрегата	выключение, отключение
мощность	
величина вибрации[x]	
-	-
мощность	включение, отключение

Наименование объекта	Телесигнализация	Телеизмерение	Телеуправление
Энергоснабжение	исчезновение напряжения неисправность ИИСЭ	ток на вводах 6(10)кВ напряжения на секциях 6(10)кВ	выключатели 6(10) кВ вводные и секционные выключатели КТП и ЩСУ блокировка АВР в ЗРУ, КТП и ЩСУ.
	автоматический сброс нагрузки/АСН/		
	автоматическая разгрузка по частоте/ АЧР/		
	срабатывание ПАП		
	неисправность в ЗРУ		
	авария в ЗРУ		
	превышение максимума мощности		
	положение всех выключателей 6(10)кВ		
	положение вводных и секционных выключателей КТП и ЩСУ		
	блокировка АВР		
Устройство приема и пуска/пропуска/скребка	проход скребка положение задвижек	-	деблокировка сигнала прохождения скребка
	камеры скребка		открытие,закрытие задвижек в камере скребка
Резервуарный парк	перелив резервуаров, повышение давления в трубопроводе	-	открытие,закрытие задвижек

Наименование объекта	Телесигнализация	Телеизмерение	Телеуправление
	неисправность ИИС, положение задвижек, определяющих режим работы парка		
Линейный узел	неисправность на узле проход скребка положение задвижек неисправность СКЗ	давление температура[x] потенциал "труба-земля"[x]	открытие, закрытие задвижек деблокирование сигнала прохождения скребка телефонный вызов
Конечный пункт	положение задвижек повышение давления	давление расход	–
Станция катодной защиты	неисправность СКЗ	потенциал "труба-земля"[x]	включение, отключение питания[x]
Узел учета	положение задвижек подключения узла неисправность узла учета несоответствие параметров качества[x]	давление на выходе	–

x) Задействуется при наличии технологических требований и технических средств. Состав информации, передаваемой по интерфейсному обмену, определяется техническими заданиями на оборудование

Наим. название параметра	Смысловое содержание параметра
А в а р и я	Агрегат отключен собственной защитой

П.3.2. Смысловое содержание сигналов, передаваемых по телемеханике

Наименование параметра	Смысловое содержание параметра	Условия появления сигнала
Включен	Двигатель агрегата включен	Выключатель включен
Идет программа пуска	Идет процесс запуска по цепочке: открытие задвижки на приеме - - включение двигателя- открытие задвижки на выходе, или в другой принятой последовательности	Сработал начальный элемент программы запуска агрегата
Готов к дистанционному управлению	Агрегат подготовлен к включению или отключению из РДП	I.Готовность к включению при наличии следующего набора параметров: I/ключ режима в положении "автоматический"/ 2/подано питание в цепи управления задвижками и агрегатом 3/вспомогательные системы включены 4/имеется разрешение на запуск по агрегатным и общестанционным защитам 5/положение задвижек соответствует началу программы пуска

Условия появления сигнала
2. Готовность к отключению:
I/ ключ режимов в положении "Автоматическое"
2/ двигатель агрегата включен
3/ после окончания программы пуска при соблюдении условия п.2.
4/ после окончания программы останова при соблюдении условия п.I.
Агрегат отключен по одной из причин:
I/ сработала температурная защита
2/ отсутствие давления масла, воды, воздуха
3/ повышенная утечка нефти
4/ сработала электрическая защита
5/ сработала защита по несоответствию положения задвижек, незавершению программы пуска или останова
6/ отсутствие напряжения в цепях управления агрегатом в ЗРУ или на щитах автоматики.

Наименование параметра	Смысловое содержание параметра	Условия появления сигнала
В горячем резерве	Агрегат находится в состоянии горячего резерва	Обеспечена совокупность параметров: 1. ключ режима в положении "резервный" 2. выполнены условия готовности агрегата к пуску.
Исчезновение напряжения	Сработала защита минимального напряжения на шинах 6-10 кВ, отключающая выключатели на отходящих линиях и в т.ч. насосных агрегатов. Защита срабатывает после длительного исчезновения напряжения/ порядка 9с/	Сработало реле контроля напряжения на всех секциях шин 6-10 кВ ЗРУ
Сработала АЧР/автоматическая частотная разгрузка/	Сработала защита по снижению частоты в энергосистеме, отключающая один или два магистральных агрегата. Защита позволяет повторный пуск агрегатов после восстановления номинального значения частоты	Сработало реле АЧР на любой секции шин 6-10 кВ ЗРУ

Наименование параметра	Смысловое содержание параметра	Условия появления сигнала
Сработал ПАП/ последовательный автоматический пуск/	После кратковременного исчезновения напряжения на шинах сработала программа последовательного пуска магистральных агрегатов, по которой сначала отключаются выключатели всех работавших агрегатов/ кроме последнего по потоку/ а затем они последовательно включаются обеспечивая исходный режим НПС	Сработала схема ПАП в ЗРУ
Неисправность в ЗРУ	Обобщенный предупредительный сигнал о неисправности оборудования ЗРУ, не вызывающий автоматического отключения. Сигнал вызова дежурного персонала в ЗРУ	Сработало реле предупредительной сигнализации в ЗРУ

Наименование параметра	Смысловое содержание параметра	Условия появления сигнала
Авария в ЗРУ	Обобщенный аварийный сигнал,фиксирующий отключение оборудования/ не обязательно насосных агрегатов/. По сигналу требуется срочно направить персонал для принятия мер.	Сработало реле аварии в ЗРУ
Сработал АСН/автоматический сброс нагрузки/	Для разгрузки энергосистемы в критических ситуациях срабатывает системная автоматического удержания, которая дистанционно/по каналам телемеханики энергодиспетчера/ передает команду/ АСН1/. Эта команда принимается системой автоматики НПС,которая отключает первый по потоку агрегат. В случае невосстановления нагрузки формируется вторая команда/АСН2/ на отключение второго агрегата.	Сработало реле АСН1 или /и/ АСН2 в системе автоматики ЗРУ

Наименование параметра	Смысловое содержание параметра	Условия появления сигнала
Волна понижения давления	Достижение скорости снижения давления на выходе МНС заданной величины	Срабатывание датчика скорости понижения давления
Минимальное давление на входе МНС	Устойчивое/по времени/ снижение давления на входе МНС до величины, по которой отключается первый по потоку агрегат	Срабатывание защиты по предельному давлению на входе МНС
Максимальное давление в коллекторе	Повышение давления в коллекторе/до регулирующего органа/ МНС до величины, по которой отключается первый по потоку агрегат	Срабатывание защиты по предельному давлению в коллекторе МНС
Максимальное давление на выходе МНС	Повышение давления на выходе МНС /за регулирующим органом/ до величины, по которой отключается первый по потоку агрегат	Срабатывание защиты по предельному давлению на выходе МНС.

Наименование параметра	Смысловое содержание параметра
Агрегаты работают параллельно	Насосные агрегаты МНС собраны в технологическую схему: последовательно соединенные первые 2 агрегата подключены параллельно двум другим последовательно соединенным агрегатам
Система сглаживания волны/ССВД/ отключена.	ССВД на входе МНС отключена от магистрали
Запрет дистанционного запуска	Общий сигнал обдействующих защит, по которым запрещается управление НПС из РДП, МДП или операторной НПС до ликвидации аварии и деблокировки защит со щита оператора НПС

Наименование параметра	Смысловое содержание параметра	Условия появления сигнала
Аварийное отключение НПС по давлению	Устойчивое/по времени/снижение давления на входе МНС или повышение давления в коллекторе на выходе МНС до предельной величины, по которой отключается вся НПС/2 ступень защиты МНС по давлению/	Срабатывание защиты по аварийному давлению на входе МНС или на выходе МНС
Режим управления САР телемеханический	САР подготовлена к заданию уставок регулирования на РДП	Ключ режима САР в положении "дистанционный".
Вспомогательные системы включены	Включены вспомогательные системы, обеспечивающие работу насосных агрегатов	Общий сигнал включения маслосистемы водонасосов, подпорных вентиляторов
Насос откачки утечек включен	По максимальному уровню включен насос, закачивающий нефть из резервуара-сборника на вход МНС	Сигнал включения насоса

Условия появления сигнала
Сигнал полного открытия задвижки, обеспечивающий параллельную работу агрегатов
Сигнал полного закрытия задвижки на линии к ССВД
Сигнал аварии по одной из причин: 1/загазованность; 2/ пожар; 3/ переполнение резервуара-сборника утечек; 4/ затопление насосной;

Наименование параметра	Смысловое содержание параметра	Условия появления сигнала
Превышение максимума мощности	Превышение максимума получасовой мощности, установленной на площадке	Срабатывание сигнала превышения максимума мощности от системы ИИСЭ.
Вспомогательные сооружения неисправны	Неисправность или авария общеплощадочных сооружений: котельной, системы водоснабжения, канализационной насосной	Срабатывание общего сигнала неисправности или аварии одного из вспомогательных сооружений.
Система ИИСЭ неисправна	Неисправность системы учета электроэнергии ИИСЭ	Срабатывание сигнала неисправности системы ИИСЭ
Дизель-генератор включен	Дизельная электростанция/ДЭС/ включилась при исчезновении напряжения на одном из щитов ЩУ"О".	Включился генератор ДЭС
Сработала защита по перелливу или превышению давления	Общий сигнал автоматики резервуарного парка о достижении аварийного уровня в одном из приемных резервуаров или превышении давления в	Срабатывание общего сигнала защит

Наименование параметра	Символьное содержание параметра	Условия появления сигнала
	линии подачи нефти в резервуарный парк до максимального	
Неисправность информационно-измерительной системы	Неисправность установленной в резервуарном парке системы учета нефти /КОР-ВОЛ,УТРО/	Срабатывание сигнала неисправности системы
Узел учета неисправен	Неисправность системы учета нефти	Срабатывание сигнала от информационно-измерительной системы учета нефти
Влагосодержание выше нормы	Содержание воды в нефти превышает заданную величину	Срабатывание сигнала влагомера при достижении уставки
Солесодержание выше нормы	Содержание солей в нефти превышает заданную величину	Срабатывание сигнала солемера при достижении уставки
Минимальное давление за узлом учета	Снижение давления за узлом учета /по потоку нефти/ до установленного значения/0,3 МПа/	Срабатывание датчика давления за узлом учета

Наименование параметра	Смысловое содержание параметра	Условия появления сигнала
Телефонный вызов	Вызов телефонного разговора между КП линейной телемеханики и ПУ линейной телемеханики	Срабатывание реле местной автоматики при появлении сигнала на ПУ линейной телемеханики
Задвижка открыта	Задвижка узла подключения НПС, резервуарного парка или на трассе открыта для потока нефти	Сработал концевой выключатель полного закрытия при переходе задвижки из состояния полного закрытия в промежуточное положение
Задвижка закрыта	Задвижка узла подключения НПС, резервуарного парка или на трассе закрыта для потока нефти	Сработал концевой выключатель полного закрытия при переходе задвижки из промежуточного положения в положение полного закрытия

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИХ ДОКУМЕНТОВ, НА КОТОРЫЕ ДАНЫ ССЫЛКИ В ВСН

I. Автоматизированная система управления магистральным транспортированием нефти" АСУ транснефть".

2. Водоснабжение.Наружные сети и сооружения.Нормы проектирования.СНиП П-31-74.

3. Временные указания по проектированию систем автоматизации технологических процессов,ВСН 281-75.

4. Инструкция по проектированию автоматизации и диспетчеризации систем водоснабжения. СН 516-79.

5. Инструкция по проектированию зданий и помещений для электронно-вычислительных машин. СН 512-78.

6. Канализация. Наружные сети и сооружения. СНиП П-32-74.

7. Котельные установки. Нормы проектирования.СНиП П-35-76.

8. Магистральные трубопроводы.СНиП 2.05.06-85.

9. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.ГОСТ 2517-80

10. Правила устройства электроустановок,(ПУЭ)- шестое издание,Москва, Энергоатомиздат,1985г.

11. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов РД 39-30-114-78.

12. Правила технической эксплуатации металлических резервуаров, Главнефтеснаб РСФСР,1969г.

13. Системы автоматизации. СНиП Ш-34-74.

14. Склады нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования СНиП П-106-79.

15. ССБТ. Цвета сигнальные и знаки безопасности ГОСТ 12.4.026-76.

16. Требования к установке стационарных газоанализаторов и сигнализаторов в производственных помещениях предприятий нефтяной промышленности РД 39-2-434-80.

17. Указания по проектированию энергоустановок объектов магистральных нефтепроводов. Электроснабжение и теплоснабжение ВСН - 85. Миннефтепром /на утверждении/.

18. "Устройства исполнительные. Методы расчета пропускной способности, выбора условного прохода и пропускной характеристики" ГОСТ 16443-70.

19. ВССП. Устройства телемеханики. Общие технические требования ГОСТ 26205-83.

20. Щиты и пульты систем автоматизации технологических процессов. Требования к выполнению технологической документации, предъявляемой заводу-изготовителю.РМ 4-107-77.

21. Электротехнические устройства. СНиП II-33-76.

22. Ведомственные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы.Часть II. Нефтепроводы ОНТП - 1-85 Миннефтепром /на утверждении/

23. Инструкция по контролю вибрации магистральных насосных агрегатов /на утверждении/.

24. Инструкция по проектированию электроустановок систем автоматизации технологических процессов ВСН 205-84 МПСС СССР

25. Рекомендации по проектированию систем учета тепла и топлива, расходуемого на собственные нужды на объектах Главтранснефти.РД 39-30 - 1245-85

26. Методические указания по определению норм технологических потерь нефти в резервуарных парках насосных станций Управлений магистральных нефтепроводами Главтранснефти.РД 39-30-599-81

27. Руководящий документ по проектированию автоматизированных узлов учета нефти с турбинными счетчиками/на утверждении/.

СОДЕРЖАНИЕ

Основные положения I

Ведомственные строительные нормы I5

I. Общие положения I6

2. Автоматизация магистральных насосных

2.I. Объем автоматизации и контроля I9

2.2. Централизация контроля и управления I9

2.3. Автоматическая защита магистральной насосной 2I

2.4. Автоматическая защита и управление магистральными насосными агрегатами 26

2.5. Автоматическое регулирование давления 32

2.6. Автоматизация вспомогательных объектов 34

3. Автоматизация подпорных насосных

3.I. Объем автоматизации и контроля 4I

3.2. Централизация контроля и управления 4I

3.3. Автоматическая защита подпорной насосной 42

3.4. Автоматическая защита и управление подпорным агрегатом 42

4. Автоматизация резервуарных парков

4.I. Объем автоматизации и контроля 44

4.2. Централизация контроля и управления 44

4.3. Автоматическая защита 47

4.4. Автоматическое программное переключение резервуаров

5. Измерение количества и качества перекачиваемых нефтей и электроэнергии 49

6. Автоматическое пожаротушение

6.I. Объем автоматизации и контроля 50

6.2. Датчики сигнализации пожара/пожарные извещатели/ 5I

6.3. Схемы автоматизации 53

Ф.П.Л. – ¾ Тираж 350

Типография ХОЗУ Миннефтепрома Зак. 210

gost.e-ecolog.ru