

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
АКЦИОНЕРНАЯ КОМПАНИЯ
ПО ТРАНСПОРТУ НЕФТИ «ТРАНСНЕФТЬ»
ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ
РЕГЛАМЕНТЫ
(стандарты предприятия)
акционерной компании
по транспорту нефти «Транснефть»
Том I

Москва 2003
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РЕГЛАМЕНТ НПС

Утвержден 19 октября 2000 г.

ВВЕДЕНИЕ

Нефтеперекачивающая станция (НПС) представляет собой комплекс сооружений и устройств для приема, накопления и перекачки нефти по магистральному нефтепроводу и подразделяется по назначению на нефтеперекачивающие станции с емкостью и НПС без емкости.

Настоящий «Технологический регламент НПС» устанавливает единый порядок ведения и организации технологического процесса работы НПС магистральных нефтепроводов системы «АК «Транснефть» до вывода ее из эксплуатации в соответствии с проектными техническими решениями, исполнительной документацией, действительными характеристиками и условиями работы нефтепроводов.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НПС

1.1. Назначение и состав НПС с емкостью

Перекачивающая насосная станция с емкостью предназначена для приема нефти и перекачки ее из емкости в магистральный нефтепровод.

Нефтеперекачивающая станция _____ введена в эксплуатацию в _____ году, является структурным подразделением ОАО МН _____ и представляет собой комплекс сооружений и устройств для перекачки нефти по магистральному нефтепроводу _____ на участке _____.

Проект нефтеперекачивающей станции разработан _____.

В состав НПС _____ входят:

- резервуарный парк;
- подпорная насосная;
- насосная станция с магистральными насосными агрегатами и системой смазки, охлаждения и отдачи утечек;
- фильтры-грязеуловители;
- фильтры-решетки;
- узел регулирования давления;
- узлы с предохранительными устройствами;
- узел учета (в случае необходимости ведения оперативного контроля прохождения нефти через промежуточные станции);
- технологические трубопроводы;
- системы водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции, канализации, пожаротушения, электроснабжения, автоматики, телемеханики, АСУ, связи, производственно-бытовые здания и сооружения.

1.2. Назначение и состав НПС без емкости

Перекачивающая насосная станция без емкости предназначена для повышения давления в магистральном нефтепроводе при перекачке нефти.

Нефтеперекачивающая станция _____ введена в эксплуатацию в _____ году, является структурным подразделением ОАО МН _____ и представляет собой комплекс сооружений и устройств для перекачки нефти по магистральному нефтепроводу _____ на участке _____.

Проект нефтеперекачивающей станции разработан _____.

В состав НПС _____ входят:

- насосная станция с магистральными насосными агрегатами и системой смазки, охлаждения и отдачи утечек;
- фильтры-грязеуловители;
- узел регуляторов давления;
- система сглаживания волн давления;
- технологические трубопроводы;
- системы водоснабжения, теплоснабжения, вентиляции, канализации, пожаротушения, электроснабжения, автоматики, телемеханики, АСУ, связи, производственно-бытовые здания и сооружения.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПЕРЕКАЧИВАЕМЫХ ТОВАРНЫХ НЕФТЕЙ

	Наименование показателя	Единица измерения	Предельное значение	
			Мин.	Макс.
1	Плотность при 20 °С	кг/м ³		
2	Содержание воды	%		
3	Содержание солей	мг/л		
4	Содержание мехпримесей	%		
5	Массовая доля серы	%		
6	Кинематическая вязкость (при 20 °С)	сСт		
7	Содержание парафина	%		
8	Уплотность паров	кгПа		

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС РАБОТЫ НПС

3.1. Технологический режим работы НПС с емкостью

Технологический процесс перекачки осуществляется согласно утвержденным технологическим картам нефтепровода и технологическим режимам перекачки.

Основной схемой технологического процесса перекачки нефти НПС с емкостью является перекачка с «подключенными резервуарами» или «через резервуары».

Нефть по подающему трубопроводу поступает на НПС, с давлением _____ МПа, через приемные задвижки NV _____, расположенные в узле пуска и приема СОД, и направляется на фильтры-грязеуловители. Перепады давления в фильтрах-грязеуловителях необходимо регистрировать раз в 12 часов, а после проведения работ на линейной части не реже одного раза в час. При превышении максимального перепада давления на фильтре-грязеуловителе более или равном 0,05 МПа он должен быть отключен и очищен. Для очистки фильтров-грязеуловителей отключить задвижки NV _____, п редварительно включив резервный фильтр-грязеуловитель. Нефть, очищенная от механических примесей, парафино-смолистых отложений, посторонних предметов, поступает в технологические резервуары NV _____. Для защиты технологических трубопроводов и арматуры резервуарного парка от превышения давления на НПС установлены предохранительные клапаны NV _____. Давление настройки предохранительных клапанов P_k = _____. Сброс нефти от предохранительных клапанов предусмотрен в технологические резервуары NV _____. После сброса нефти от предохранительных клапанов сбросные линии должны быть освобождены от нефти.

Для подачи нефти от резервуаров NV _____ к основным насосам предусмотрена(н ы) подпорная(ые) станция(ии). Из резервуаров нефть откачивается подпорным насосным агрегатом _____ через узлы учета количества и качества нефти и ТПУ NV _____ и предохранительные клапаны NV _____ подается на прием магистральной насосной. Предохранительные клапаны NV _____ настроены на давление P_k = _____ и предназначены для защиты от повышения давления технологических трубопроводов и арматуры между подпорной и магистральной насосной. С помощью узлов учета количества и качества нефти и ТПУ ведется коммерческий или оперативный учет нефти. Коммерческий узел учета количества нефти рассчитан на суммарную производительность Q = _____ и P_y = _____.

На участке трубопровода от магистральной насосной до магистрального нефтепровода установлен узел регулирования давления NV _____ для поддержания заданных величин давления:

- минимальное давление на входе в магистральную насосную _____ МПа;
- максимальное давление на выходе из магистральной насосной _____ МПа.

В узле регулирования давления установлены регулирующие заслонки NV _____ с P_y = _____ на суммарную производительность Q = _____ м³/час.

3.2. Технологические режимы работы НПС (без емкости)

НПС без емкости предназначена для повышения давления в магистральном нефтепроводе при перекачке нефти.

Технологический процесс перекачки осуществляется согласно утвержденным технологическим картам нефтепровода и технологическим режимам перекачки (см. приложение 1).

Основной схемой технологического процесса перекачки нефти для промежуточной НПС является перекачка «из насоса в насос».

Нефть перекачивается по нефтепроводу _____ с головной перекачивающей станции _____ через промежуточные насосные станции _____.

Нефть поступает на НПС _____ через приемную задвижку № _____ (см. технологическую схему) расположенную в узле подключения станции (или узле пуска-приема очистных устройств). Узел пуска и приема очистных устройств позволяет вести перекачку нефти как через НПС _____, так и минуя ее. При перекачке нефти через НПС открыты задвижки NV _____, а задвижки NV _____ - закрыты. При перекачке нефти, минуя НПС, открыты задвижки NV _____, а задвижки NV _____ - закрыты.

Нефть проходит через фильтры-грязеуловители NV _____, где она очищается. Перепады давления в фильтрах-грязеуловителях необходимо регистрировать раз в 12 часов, а после проведения работ на линейной части не реже одного раза в час. Значение максимального перепада давления на фильтре-грязеуловителе принимается по техническим требованиям завода-изготовителя. Для очистки фильтров-грязеуловителей отключить задвижки NV _____, предварительно включив резервный фильтр-грязеуловитель.

Далее нефть поступает в магистральную насосную. На участке трубопровода между фильтрами-грязеуловителями и магистральной насосной на байпасе предусмотрена система сглаживания волны давления (ССВД). На НПС _____ установлена система типа _____ с клапанами _____ в количестве _____ шт., производств _____ . При появлении волны давления ССВД обеспечивает сброс части потока нефти с приемной линии магистральной насосной в сборник нефти сброса от системы сглаживания волны давления и дренажа NV _____ . ССВД срабатывает при скорости повышения давления выше 0,3 МПа/с и при повышении давления в нефтепроводе на величину не более 0,3 МПа, дальнейшее повышение давления в зависимости от настройки ССВД должно происходить плавно со скоростью от 0,01 до 0,03 МПа/с. ССВД может быть отключена от приемной линии магистральной насосной задвижками NV _____ .

На участке трубопровода от магистральной насосной до магистрального нефтепровода установлен узел регулирования давления NV _____ для поддержания заданных величин давления:

- минимальное давление на входе в магистральную насосную _____ МПа.
- максимальное давление на выходе из магистральной насосной _____ МПа.

В узле регулирования давления установлены регулирующие заслонки NV _____ с $P_y =$ _____ на суммарную производительность $Q =$ _____ м³/час.

После узла регуляторов давления нефть через выйдную задвижку НПС N _____ подается на следующую НПС _____ или на головную НПС с емкостью _____ следующего (или конечного) участка магистрального нефтепровода в зависимости от режима работы нефтепровода.

3.3. Вспомогательные системы насосных агрегатов

Каждый насосный агрегат оборудован и оснащен системами:

- маслосмазки;
- утечек нефти;
- система охлаждения;
- вентиляции.

3.3.1. Система маслосмазки

Предназначена для принудительной смазки подшипников качения и скольжения насосов и электродвигателей.

В качестве смазки подшипников применяется турбинное масло Т-22 или Т-30 (использование масла ТП-22С согласовывается с заводом изготовителем).

Техническая характеристика масла, применяемого в системе маслосмазки, должна соответствовать требованиям ГОСТ 32-74.

Система смазки магистральных насосных агрегатов состоит из рабочего и резервного масляного насосов, оборудованных фильтрами очистки масла, рабочего и резервного маслобаков, аккумуляторного маслобака и маслоохладителя.

Масло с основного маслобака забирается работающим масляным насосом типа _____, проходит через маслофильтр и подается на маслоохладитель, откуда поступает в аккумуляторный бак, расположенный на высоте 6...8 м от уровня пола насосной. С аккумуляторного бака масло подается к подшипникам насосного агрегата и далее возвращается в маслобак. Рабочая температура масла в общем коллекторе перед поступлением на магистральные насосные агрегаты должна находиться в интервале от +35 до +55 °С, при превышении температуры масла на выходе из маслоохладителя более +55 °С, автоматически включаются дополнительные вентиляторы обдува. При низкой температуре масла допускается работа маслосистемы, минуя маслоохладителя.

Давление масла перед подшипниками насоса и электродвигателя устанавливается не более 0,08 МПа и не менее 0,03 МПа. Регулирование подачи масла к каждому подшипнику осуществляется с помощью подбора дроссельных шайб, устанавливаемых на подводящих маслопроводах.

3.3.2. Система нефтеутечки

Служит для сбора утечек нефти с магистральных насосных агрегатов и состоит из насосов откачки утечек типа _____ - 2 шт. и емкости сбора утечек $V =$ _____ м³ - 2 шт.

Утечки нефти с торцовых уплотнений насосов поступают в емкости сбора утечек _____.

Система утечек оснащена защитой по максимальным утечкам. Для контроля утечек магистральных насосных агрегатов установлен бак сигнализации особой конструкции. При превышении рабочего уровня нефти в бачке срабатывает защита на отключение насосного агрегата.

Откачка нефти из емкостей сбора утечек _____ производится автоматически, включением вертикального насоса типа _____ в резервуар сброса ударной волны РВС - _____ или на прием насоса откачки утечек _____ и далее на прием насосной станции.

3.4. Ведение технологических процессов

Расчетное время работы магистральных нефтепроводов с учетом остановок на ремонт принимается равным 350 дням или 8400 часам в год. При пусках, остановках и переключениях насосных агрегатов давления в нефтепроводе не должно превышать значений разрывных технологическими картами.

Управление технологическим процессом производится:

- на уровне компании - центральным диспетчерским управлением (ЦДУ);
- на уровне ОАО МН - диспетчерской службой ОАО МН с центрального диспетчерского пункта;
- на уровне технологических объектов - диспетчерской службой филиалов ОАО МН с районного диспетчерского пункта (РДП) и оперативным персоналом НПС.

4. КОНТРОЛЬ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА РАБОТЫ НПС

Оперативный персонал (оператор) НПС осуществляет:

- непосредственное управление технологическим оборудованием, системами, сооружениями;
- первичный учет количества принимаемой, перекачиваемой, сдаваемой, находящейся на хранении нефти и контроль ее качества;
- постоянный контроль технологических параметров, технического состояния основного и вспомогательного оборудования, систем, сооружений на вверенных объектах, а также регистрацию через каждые 2 часа значений технологических параметров.

Все переключения на НПС, технологических трубопроводах, пуски, остановки основного оборудования, изменения режимов работы НПС, нефтепроводов должны регистрироваться в оперативной документации диспетчерских служб и оперативного персонала НПС.

Основное нефтеперекачивающее оборудование должно выводиться из работы или резерва только по согласованию с диспетчером, кроме случаев их аварийного состояния или явной опасности для здоровья и жизни людей.

Оперативный контроль, регистрация, анализ основных технологических параметров работы НПС, осуществляется не реже, чем через каждые два часа, на всех уровнях диспетчерских служб.

При возникновении аварийных ситуаций на объектах НПС оперативно-диспетчерский персонал должен действовать согласно Планам ликвидации возможных аварий и Планам тушения пожаров.

Работники оперативно-диспетчерских служб в рамках своих выполняемых функций руководствуются:

- настоящим Регламентом;
- должностными, производственными инструкциями;
- инструкцией по учету нефти при ее транспортировке;
- технологической картой работы магистральных трубопроводов;
- технологической картой резервуаров;
- графиком плановых остановок магистральных нефтепроводов;
- картой уставок технологических защит нефтепровода, основного и вспомогательного оборудования НПС;
- планами ликвидации возможных аварий;
- положением о диспетчерской службе, отделе;
- стандартами, техническими условиями на принимаемую и сдаваемую нефть;
- правилами по охране труда, пожарной безопасности, промышленной безопасности;
- инструкциями по эксплуатации средств телемеханики, аппаратуры и передачи информации;
- нормативно-технической документацией по вопросам приема, перекачки, сдачи нефти, ведения технологического процесса перекачки нефти.

Работа оперативно-диспетчерской службы оформляется записями в следующих документах:

- суточном диспетчерском журнале;
- в оперативных журналах;
- журнале распоряжений;
- журнале регистрации входящих и исходящих телефонограмм;
- журнале контроля движения средств очистки и диагностики;
- суточных сводках;
- журналах регистрации качества принимаемой и сдаваемой нефти;
- журнале приема-сдачи смены.

Срок хранения перечисленных документов - 3 года.

Оперативный персонал НПС должен иметь следующие чертежи и схемы:

- генплан НПС с существующими инженерными сетями;
- сжатый профиль и ситуационный план нефтепроводов РНУ;

- подробные технологические схемы объектов с обозначением номеров задвижек, резервуаров, основных, подпорных агрегатов, фильтров-грязеуловителей, другого оборудования с указанием их основных технических характеристик;
- технологические карты нефтепровода (Приложение 1);
- карты уставок технологических защит НПС (Приложение 2);
- градуировочные таблицы резервуаров;
- расчетные технологические режимы НПС;
- инструкции дежурному диспетчеру при возникновении аварийных ситуаций.

Управление и контроль за технологическим процессом работы НПС осуществляется из МДП (операторной) с передачей информации в РДП и ЦДП ОАО.

На НПС предусмотрено:

- централизованное управление за всеми устройствами из помещения операторной;
- автоматическая защита насосной по общестанционным параметрам;
- автоматическое регулирование давления в трубопроводе;
- автоматическое управление вспомогательными системами.

4.1. ОБЩЕСТАНЦИОННЫЕ ЗАЩИТЫ И СИГНАЛИЗАЦИЯ

Контролируемый параметр	Назначение защиты	Задержка срабатывания	Величина уставки
1	2	3	4
Давление на приеме НПС минимальное I	Отключение первого по ходу нефти агрегата при снижении давления на приеме НПС, сигнализация		
Давление на приеме НПС минимальное аварийное II	Отключение всех агрегатов при снижении давления на приеме НПС, сигнализация		
Давление на приеме НПС максимальное	Запрет запуска агрегата и ЦПС при повышении давления на приеме НПС, сигнализация		
Давление на нагнетании насосов максимальное II	Отключение первого по ходу нефти агрегата при повышении давления на нагнетании насосов (макс II), сигнализация		
Давление на нагнетании насосов максимальное I	Запрет запуска агрегата при повышении давления на нагнетании насосов (макс I), сигнализация		
Давление на нагнетании насосов аварийно-максимальное	Отключение НПС при повышении давления на нагнетании насосов, сигнализация		
Давление на приеме НПС (уставка САР)	Включение процесса регулирования САР при снижении давления на приеме НПС, сигнализация		
Давление на нагнетании НПС (уставка САР)	Включение процесса регулирования САР при повышении давлений нагнетания НПС, сигнализация		
Максимальный перепад на регулирующей заслонке	Отключение первого по ходу нефти агрегата, сигнализация		
Аварийная загазованность в насосном зале	Отключение НПС закрытие станционных задвижек, включение вентиляции		
Повышенная загазованность в насосном зале	Включение аварийной вентиляции, сигнализация		
Затопление насосной	Отключение НПС, сигнализация, закрытие станционных задвижек		
Аварийный уровень в резервуаре сборные утечек	Отключение НПС, сигнализация, закрытие станционных задвижек		
Максимальный уровень в резервуаре сборные утечек	Включение погружного насоса откачки утечек, сигнализация		
Минимальный уровень в резервуаре сборные утечек	Отключение погружного насоса откачки утечек, сигнализация		
Аварийный уровень в резервуаре сброса нефти через ССВД	Отключение НПС, сигнализация		
Максимальный уровень в резервуаре сброса нефти через ССВД	Сигнализация		
Снижение давления в камере беспромывальной установки	Отключение НПС, сигнализация		
Пожар в электростанции	Отключение НПС, закрытие станционных задвижек, отключение вентиляции, сигнализация		
Повышенная длительная загазованность в блок-боксе маслосистемы	Отключение НПС, сигнализация		
Повышенная длительная загазованность в камере регуляторов давления	Отключение НПС, сигнализация		
Аварийная загазованность в блок-боксе маслосистемы	Отключение НПС, сигнализация		
Аварийная загазованность в камере регуляторов давления	Отключение НПС, сигнализация		
Пожар в насосном зале	Отключение НПС, закрытие станционных задвижек, отключение вентиляции, сигнализация		
Пожар в камере регуляторов давления	Отключение НПС, сигнализация		
Контроль работоспособности маслосистем	Включение АВР, сигнализация		
Контроль работоспособности вентиляторов беспромывальной установки	Включение АВР, сигнализация		
Контроль работоспособности приточных вентиляторов насосной	Сигнализация, включение АВР		
Контроль работоспособности вытяжных вентиляторов насосной	Сигнализация, включение АВР		

4.2. АГРЕГАТНЫЕ ЗАЩИТЫ И СИГНАЛИЗАЦИИ

Контролируемый параметр	Назначение защиты	Задержка срабатывания	Величина уставки
1	2	3	4
Температура подшипников электродвигателя и насоса	Отключение агрегата, сигнализация		
Температура корпуса насоса	Отключение агрегата, сигнализация		
Давление смазочного масла	Отключение агрегата, сигнализация		
Аварийный уровень масла в аккумулярующем маслобаке	Отключение агрегата, сигнализация		
Уровень утечек	Отключение агрегата, сигнализация		
Давление воздуха в беспромывальной установке	Отключение агрегата, сигнализация		
Изменение состояния задвижки работающего агрегата	Отключение агрегата, сигнализация		
Незавершенность последовательности пуска или останова	Отключение агрегата, сигнализация		
Отсутствие питания схемы защиты	Отключение агрегата, сигнализация		
Срабатывание электрической защиты эл. двигателя	Сигнализация		
Неисправность цепей МВ	Сигнализация		
Отключение агрегата из РДП насосной со щита	Сигнализация		
Повышенная вибрация агрегата	Сигнализация		
Аварийная вибрация агрегата	Отключение агрегата, сигнализация		

5. ПУСК И ОСТАНОВКА НПС

5.1. Режимы управления НПС

Пуск, остановка НПС, переход с одного работающего агрегата на другой, производится по команде диспетчера РДП, с записью в специальном журнале, по устному или письменному согласованию с диспетчером ЦДП ОАО.

Управление НПС может осуществляться в двух режимах: местном или дистанционном (телемеханическом). Выбор режима осуществляется с помощью соответствующего ключа, установленного на лицевой части общестанционной панели. Основным режимом управления является телемеханический режим управления из РДП. Перевод ключа в местный режим выполняется дежурным персоналом при производстве работ и в аварийных ситуациях по согласованию с диспетчером РДП.

Местное управление НПС осуществляется в трех режимах:

- кнопочный (ручной) - насосный агрегат и задвижки управляются отдельными кнопками на щите управления;
- автоматический - пуск и остановка агрегата происходит по заданной программе при нажатии кнопки «Пуск» («стоп»). При аварии и срабатывании защит агрегат останавливается автоматически;
- автоматический резерв - насосный агрегат включается автоматически при остановке по защите любого из работающих насосных агрегатов.

Пуск насосных агрегатов производится после выполнения всех подготовительных мероприятий, указанных в «Инструкции по пуску и остановке насосной станции», а также после проверки нормальной работы всех вспомогательных систем (маслосмазки, САР и др.) по параметрам контрольно-сигнальной аппаратуры.

5.2. Пуск в кнопочном (ручном) режиме

При пуске насосного агрегата в кнопочном режиме ключ выбора режима управления на общестанционной панели устанавливается в положение «местное», а на панели запускаемого агрегата в положение «кнопочное».

Пуск насосного агрегата производится в следующей последовательности:

- кнопкой «пуск» открыть задвижку на приеме агрегата;
- нажать кнопку «пуск» на открытие задвижки на нагнетании агрегата;
- убедившись, что задвижка пошла на открытие, нажать кнопку «пуск» на включение насосного агрегата.

Ход разворота агрегата и его работа контролируется по показаниям амперметра и приборов давления.

Остановка насосного агрегата производится кнопкой «стоп», закрытие агрегатных задвижек кнопкой «закрытие».

5.3. Пуск в автоматическом режиме

При пуске в автоматическом режиме ключ выбора режима управления на общестанционной панели устанавливается в положение

«местное», а на панели насосного агрегата(ов) выбираемого(ых) на запуск в положение «автоматическое». На остальных агрегатах ключ выбора режима остается в положении «выключенный».

Контроль за ходом выполнения программы запуска агрегата осуществляется по исполнительной сигнализации.

Остановка в автоматическом режиме производится при срабатывании защит, а также нажатием кнопки «остановка».

5.4. Пуск насосного агрегата из состояния аварийного резерва (режим АВР)

Номер агрегата, устанавливаемый в режим АВР, определяется начальником смены по согласованию с диспетчером РДП.

Подготовку насосного агрегата в режим АВР производят согласно инструкции «Подготовка к запуску агрегатов в режиме АВР».

На панели насосного агрегата переключатель выбора режима работы устанавливается в положение «резерв», после чего нажимается кнопка «пуск агрегата» и контролируется ход выполнения программы установки агрегата в резерв. При этом задвижки на приеме и нагнетании агрегата открываются, что сигнализирует о завершении операции постановки агрегата в резерв. Ключ выбора режима работы на агрегатной панели щита управления устанавливается в положение «автоматический».

5.5. Дистанционный режим управления НПС

Дистанционное управление НПС осуществляется из РДП.

Для этого ключ выбора режима управления на общестанционной панели устанавливается в положение «дистанционное».

При получении команды на включение насосного агрегата из РДП по системе Т М происходит запуск НПС по программе автоматического режима.

Остановка НПС осуществляется по команде из РДП по системе ТМ.

6. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ НПС

Вспомогательные системы НПС служат для нормального функционирования магистральной насосной станции и должны всегда находиться в исправном работоспособном состоянии.

К вспомогательным системам НПС относятся системы:

- пенного пожаротушения;
- водоснабжения;
- канализации;
- теплоснабжения.

6.1. Система пенного пожаротушения

Система пенного пожаротушения включает в себя:

- насосную пенотушения с пожарными насосами типа _____ (один из насосов с приводом от дизельного двигателя), предназначенных для подачи пенообразователя «Подспойный» (Новороссийск), позволяющий получить пену низкой, средней и высокой кратности, в стационарную сеть пенотушения;
- емкость для хранения пенообразователя $V = \text{_____ м}^3$;
- систему пенопроводов с арматурой и пеногенераторами для подачи раствора в насосные, регуляторные давления, в резервуары с нефтью (подспойный способ подачи пены низкой кратности в слой нефти в нижний пояс резервуара;
- систему автоматии пенотушения и пожарной сигнализации.

При поступлении сигнала пожара из любого защищаемого объекта, автоматически включается один из насосов типа _____, подающий раствор пенообразователя в напорный коллектор к месту возгорания.

6.2. Система водоснабжения НПС

Система предназначена для бесперебойного снабжения производственных и бытовых объектов водой в требуемых количествах и требуемого качества, а также для обеспечения нужд пожаротушения, в том числе охлаждение резервуаров с нефтью.

В состав системы водоснабжения входят:

- артезианские скважины;
- водонасосная;
- водопроводные сети;
- водонапорная башня, резервуары запаса воды;
- приборы потребления воды.

6.3. Канализация НПС

Канализация НПС подразделяется на производственно-дождевую и хозяйственно-бытовую.

Производственно-дождевая канализация относится к категории взрывопожароопасных объектов и служит для сбора:

- сточных вод от производственных зданий и технологических помещений;
- атмосферных осадков с территории открытых площадок;
- и отвода на комплекс очистных сооружений.

В хозяйственно-бытовую канализацию сбрасываются сточные воды от служебных и производственных зданий, столовых, санитарных узлов и т.д.

6.4. Теплоснабжение производственных и административных зданий

Теплоснабжение осуществляется от существующих сетей теплоснабжения НПС.

Для передачи теплоты потребителям применяют сети теплоснабжения с параметрами теплоносителя - _____ °С. Способы прокладки сетей - надземная или подземная.

7. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ВЕДЕНИЮ БЕЗОПАСНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА РАБОТЫ НПС

Система управления ведением безопасного технологического процесса НПС предусматривает следующее:

При превышении давления в напорных трубопроводах выше заданных уставок автоматически отключаются один или два насосных агрегата нефтеперекачивающих станций.

Насосные залы оснащены системой автоматии, отключающие насосные агрегаты при затоплении насосной нефтью.

Во всех дренажных емкостях (сбор утечек) автоматически включаются и отключаются погружные насосы при максимальном и минимальном уровнях соответственно.

Насосные оборудованы автоматической пенной системой пожаротушения.

Помещения насосных станций оснащены автоматической защитой от загазованности, срабатывающей при повышении концентрации горючих газов и паров сверх установленных норм с выдачей звуковых сигналов, включением аварийной вентиляции и отключением насосных агрегатов.

Система автоматии насосной обеспечивает включение аварийной (резервной) вентиляции при превышении содержания паров нефти в помещении насосной свыше 20 % НГВ и отключение насосной при превышении содержания паров нефти в помещении свыше 30 % от НГВ.

7.1. Возможные причины аварий

Возможными причинами аварий могут быть:

- ошибочные действия персонала при пусках и остановках нефтенасосных, несоблюдение очередности оперативных переключений технологических трубопроводов и запорной арматуры и др.;
- отказ приборов контроля и сигнализации, систем управления;
- отказ электрооборудования и исчезновение электроэнергии;
- производство ремонтных работ без соблюдения необходимых организационно-технических мероприятий;
- старение оборудования (моральный или физический износ);
- коррозия оборудования и трубопроводов (образование свищей);
- применение запорной арматуры без необходимых прочностных характеристик (несоответствие P и D_y);
- гидравлический удар;
- факторы внешнего воздействия (ураганы и удары молний и др.).

7.2. Общие вопросы, контролируемые дежурным персоналом НПС при ведении технологического процесса перекачки нефти

Весь персонал должен иметь ясное представление о пожароопасности технологического процесса, о работе систем обеспечения безопасности, знать инструкции по безопасности, чтобы исключить возможность опасных ситуаций во время эксплуатации или в случае отказа оборудования.

Система безопасности предназначена для защиты персонала, механизмов и окружающей среды. Они включают системы сигнализации и автоматической блокировки. Система блокировок обеспечивает защиту индивидуального оборудования в случае отклонения технологических параметров за пределы допустимых значений.

Основной задачей эксплуатационного персонала является, как можно лучше поддерживать технологический процесс. Это обеспечивается постоянным контролем и хорошим знанием оборудования. При быстром обнаружении нарушений или аварийных ситуациях, правильной их оценке и быстром принятии нужных мер, обеспечивается необходимая безопасность, меньше время простоя для ремонта и техобслуживания.

Необходимо регистрировать все отклонения от нормального режима, происшедшего за смену. Следует иметь перечень позиций оборудования, требующих как немедленного внимания (техобслуживания) так и внимания в период капитального ремонта. Оператор должен быть уверен, что автоматика работает исправно, однако быть готовым к переключению с автоматического на ручное управление.

Для этого необходимо постоянно следить за показаниями приборов контроля и автоматии, средств сигнализации и блокировок.

Следует обращаться к инструкциям завода-изготовителя для определения всех точек, требующих смазки. Вращающиеся оборудование (насосы, их приводы и т.д.) должны периодически проверяться, и обо всех неисправностях, например, о высокой температуре подшипников, вибрации, утечке в сальниках или уплотнениях, необычных шумах и т.д., следует немедленно сообщать в соответствующие подразделения.

Оператор должен контролировать герметичность и исправность разделительных перегородок, в том числе расположенных ниже уровня пола, а также мест пропускания через них валов, трубопроводов и кабелей.

Производственная канализация машинного зала насосной станции обеспечивает отвод промстоков и аварийно разлитой нефти в специальные сборники, размещенные вблизи насосной или в нефтеловушки. Сборники и нефтеловушки систематически освобождаются от промстоков и продукта для возможности приема аварийно разлитой нефти.

Оператор должен поддерживать чистоту в рабочей зоне и исключать возникновение нежелательной опасности. Все пролитые нефти должны немедленно убираться. Лестницы и площадки должны содержаться в чистоте и быть свободными для прохода.

Все производственные, складские, подсобные и административные помещения зданий и сооружений обеспечиваются первичными средствами пожаротушения. Противопожарное оборудование должно храниться в местах, определенных схемой размещения, и периодически проверяться, чтобы быть уверенным в его готовности к немедленному использованию. Работа с неисправными средствами пожаротушения не допускается.

Необходимо осуществлять постоянный контроль трубопроводов, оборудования на наличие неплотностей в соединениях. Все неплотности в соединениях необходимо устранять. Все замененные неисправности записываются в вахтовом журнале. Запрещаются любые ремонтные работы на работающем оборудовании!

При необходимости производства работ на местах, где возможно образование пожароопасной смеси паров с воздухом, во избежание искробразования от ударов запрещается применение ручных инструментов, вызывающих искробразование.

Все работы в действующих насосных проводятся только с включенной приточно-в- вытяжной вентиляцией.

Обслуживающему персоналу следует помнить, что работать в обуви, подбитой железными гвоздями или с металлическими набойками, в пожароопасных местах нельзя.

Помещения нефтеперекачивающих насосных оборудованы телефонной связью и звуковой сигнализацией для оповещения обслуживающего персонала.

Промасленный, либо пропитанный нефтепродуктами обтирочный материал собирается в специальные металлические ящики с плотно закрывающимися крышками и удаляется по окончании смены.

Двери на эвакуационных путях свободно открываются в направлении выхода из здания.

Территория НПС имеет звуковую систему оповещения на случай аварии и пожара.

Ко всем зданиям и сооружениям НПС, пожарным водоемам, гидрантам, а также подходы к пожарному инвентарю и оборудованию должны обеспечиваться свободный доступ.

В зимнее время дороги, проезды, подъезды, пожарные гидранты должны очищаться от снега и льда, утепляться гидранты и пожарные водоемы.

Расположенные на щитах средства автоматических защит КИПиА имеют надписи, определяющие их назначение, а на шкалах приборов четко поменены допустимые параметры.

Манометры установлены так, что их показания отчетливо видны обслуживающему персоналу, при этом их шкалы расположены вертикально или с наклоном вперед до 30° для улучшения видимости показаний.

При дистанционном и местном управлении оборудование НПС выводится из работы или резерва после разрешения и регистрации диспетчера, кроме случаев явной опасности для людей, а также случаев аварийного состояния.

Все виды сооружений НПС защищены от прямых ударов молнии, ее вторичных проявлений и от статического электричества, возникающего в процессе движения нефти, при этом заземляющие устройства для защиты от статического электричества объединяются с заземляющими устройствами для электрооборудования.

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции, защиты от опасного искрения, статического электричества и опасных воздействий молнии на НПС выполняется комплексное защитное устройство, состоящее из нулевых защитных проводников, уравнивающих проводников и заземляющих проводников и заземлителей.

Все проводящие части, сторонние проводящие части, глухо-заземленные нулевые точки трансформаторов и генераторов на стороне 0,4 кВ, а также молниеприемники их должны быть присоединены к КЗУ металлической связью.

Пребывание на НПС лиц, не имеющих непосредственного отношения к ее обслуживанию, запрещается.

7.3. Меры безопасности при остановке насосного оборудования

При остановке насосного оборудования следует соблюдать следующие требования безопасности:

- остановка насоса на ремонт и его разборка должна производиться с разрешения начальника станции или лица, его заменяющего и в соответствии с действующими инструкциями;
- по окончании перекачки задвижки на приеме и нагнетании насоса должны быть закрыты.

При переключении насосов с рабочего на резервный и обратно необходимо соблюдать следующие требования безопасности:

- при переключении с работающего насоса на резервный должны быть проверены правильность открытия соответствующих задвижек и подготовленность насоса к пуску;
- при необходимости ремонта насоса, находящегося в резерве, привод электродвигателя должен быть обесточен, а на пушкостом устройстве электродвигателя вывешена табличка «Не включать - работают люди». Снимать табличку можно только с разрешения диспетчера НПС или лица, его заменяющего. Пускать агрегат с вывешенной предупредительной табличкой запрещается;
- ремонт горячего насоса, выведенного в резерв, следует начинать только после того, как температура корпуса его не превышает 45 °С;
- резервные насосы должны находиться постоянно в таком состоянии, чтобы они были готовы к пуску в кратчайшее время после остановки рабочего насоса.

Все вышеуказанные операции по пуску, эксплуатации и остановке насосов выполнять с учетом требований Инструкции завода-изготовителя по эксплуатации конкретного оборудования.

Взрывопожарная и пожарная опасность, санитарная характеристика производственных зданий, помещений и наружных установок:

8. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ РЕГУЛИРУЮЩИХ И ПРЕДОХРАНИТЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ

8.1. Краткая характеристика основного технологического оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Номер позиции по схеме	Количество, шт.	Материал	Техническая характеристика оборудования
1	Магистральный насосный агрегат НМ				Q = _____ м ³ /ч H = _____ м η = _____ % Эп. привод Тип _____ N _____ кВт/ч n = _____ об./мин η = _____ %
2	Подпорный насос НПВ				Q = _____ м ³ /ч H = _____ м η = _____ % Эп. привод Тип _____ N _____ кВт/ч n = _____ об./мин η = _____ %
3	Фильтры-грязеуловители Тип _____				Ду = _____ мм Ру = _____ МПа
4	Коммерческий узел учета количества и качества нефти				

8.2. Краткая характеристика регулирующих клапанов

№ позиций по схеме	Место установки клапана в	Назначение клапана	Тип установочного клапана
1	Узел регулирования давления	Ограничение рабочего давления на выходе магистральной насосной не ниже минимального на входе станции и не выше максимального на выходе	а

8.3. Краткая характеристика предохранительных клапанов

№ п/п	Место установки клапана	Расчетное давление защищаемого участка	Установочное давление контрольного клапана	Примечание

9. ТЕХНИЧЕСКАЯ И НОРМАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

9.1. Общие требования

ОАМ МН при эксплуатации НПС в своей деятельности должны руководствоваться:

- проектной и исполнительной документацией, включающей технорабочий проект, комплект документации, подтверждающий качество выполненных строительно-монтажных работ (при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов МН);
- нормативной документацией, включающей стандарты (ГОСТ, ОСТ, СТ П), стандарты безопасности (СБСТ), строительные нормы и правила (СНиП), своды правил по проектированию и строительству (СП), технические условия (ТУ), ведомственные нормы технологического проектирования (ВНТП), ведомственные строительные нормы (ВСН), нормы и правила пожарной безопасности (ПТБ), нормы и правила по охране труда и другие нормативные документы, принятые в отрасли;
- регламентами, регулирующими вопросы производственной деятельности подразделений Компании и ОАО У МН;
- оперативной документацией, включающей рабочие документы, регулирующие и регистрирующие технологические процессы, эксплуатации объектов и сооружений МН. К ним относятся должностные и производственные инструкции (инструкции по эксплуатации, технологические смены и карты, графики замеров, графики замеров, протоколы наладочных работ, акты расследования аварий, планы ликвидации аварий, планы тушения пожаров и другая документация).

Оперативная документация разрабатывается на основе проектной, исполнительной документации, действующих нормативных

документов, директивных указаний и распоряжений, а также опыт эксплуатации объектов.

На эксплуатируемые объекты должны быть составлены паспорта по установленной форме. Паспорта на оборудование и сооружения НПС составляются специалистами Н ПС. Паспорт на НПС утверждается главным инженером филиала ОАО МН и хранится на НПС.

Технические документы, составляемые в период эксплуатации (технологические карты и схемы, карты уставок) должны быть выполнены с соблюдением требований действующих НТД.

Соответствующие изменения и дополнения в технологических схемах, изменения конструкций, данные о контроле технического состояния должны в 10-ти дневный срок внесены в исполнительную и оперативную документацию и в базу данных автоматизированной системы контроля и управления техническим обслуживанием и ремонтом (СКУТОР).

ОАО МН и его филиалы должны в соответствии с РД 08-183-98 (Порядок оформления и хранения документации, подтверждающей безопасность величины максимально разрешенного рабочего давления при эксплуатации объекта магистрального трубопровода) разрабатывать «Формуляр подтверждения» безопасности величины разрешенного давления.

Проектная и исполнительная документация должна храниться в технической библиотеке или производственных подразделениях (службах) по их принадлежности.

Условия хранения проектной документации на строительство, ремонт, реконструкцию и консервацию должны обеспечивать ее сохранность в течение всего срока эксплуатации объекта.

Оперативная документация должна пересматриваться не реже одного раза в 3 года, а также после проведения реконструкции, модернизации или консервации объекта и находится на рабочих местах.

Ответственность за обеспечение и укомплектование технической и нормативной документацией рабочих мест, служб и подразделений несет руководство ОАО МН и его филиалов.

10. ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

Используемая литература	Кем утверждена
1. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации	ГУПО МВД России 16.10.93 г.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ)	Энергоиздат, 1998 г.
3. Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов (ВНПБ 01-05-99)	ГУГПС МВД РФ введен с 01.08.99
4. НПБ 105-95. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарности	
5. СНиП 2.01.02-85. Противопожарные нормы	
6. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы. Нормы проектирования	
7. СНиП 2.09.02-85. Производственные здания	
8. СНиП 2.09.03-85. Сооружения промышленных предприятий	
9. СНиП 3.05.05-84. Технологическое оборудование и технологические трубопроводы	
10. ВНП 2-86. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов	
11. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования	
12. ГОСТ 12.1.010-91. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования	
13. ГОСТ 12.3.047-98. ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля	
14. ГОСТ 17433-80. Промышленная чистота. Сухой воздух. Классы загрязненности	
15. ГОСТ Р 1.0-92. Правила проведения работ по межгосударственной стандартизации. Общие положения	
16. ГОСТ Р 1.5-93. Правила проведения работ по межгосударственной стандартизации. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию стандартов	

Приложение 1

УТВЕРЖДАЮ

Зам. генерального директора
ОАО _____

(Подпись) (Имя Отчество Фамилия)

_____ г.

(Дата)

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА

по эксплуатации НПС и магистрального нефтепровода

(наименование н/пр и участка н/пр)

№ Наименование участка нефтепровода	Диаметр в мм	Длина участка нефтепровода в км	Проектная производительность в м³/час	Давление испытания н/провода		Установка на отключение	Наименование перекачивающих станций, марка и тип установленного оборудования	К-во установленного оборудования	К-во одновременно работающих насосов	Минимальное рабочее давление на всасе	Уставка на включение НПС		Уставка на отключение при Р _{мин} на всасе		Испытательное давление коллектора	Давление на вы-иде насосов до регулирующих заслонок		Уставка на откл. I ступени в коллекторе	Уставка на откл. II ступени в коллекторе	Максим. диаметр колеса для эл. привода	Максим. допустим. нагрузка на эл. приводе		
				на прочность в ати	на пластичность в ати						не ниже Р _{мин} на всасе	не выше Р _{макс} на всасе	I ступени	II ступени		при Р _{макс} в выкидном коллекторе	при Р _{макс} в выкидном коллекторе						
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	

Приложение 2

НПС _____

(наименование НПС)

КАРТА УСТАВОК

«СОГЛАСОВАНО» _____

Гл. энергетик _____

(наименование организации)

(подпись и ФИО)

«СОГЛАСОВАНО» _____

Начальник АСУ ТП _____

(наименование НПС)

(подпись и ФИО)

«СОГЛАСОВАНО» _____

Начальник ПДС _____

(наименование НПС)

(подпись и ФИО)

«СОГЛАСОВАНО» _____

Главный механик _____

(наименование НПС)

(подпись и ФИО)

**КАРТА УСТАВОК
ОСНОВНОГО И ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НПС**

(наименование НПС)

Наименование	Уставка	Выдержка времени
ОБЩЕСТАНЦИОННЫЕ ЗАЩИТЫ		
Давление всаса станции:		
рабочее, не менее (уставка САР)		
минимальное для запуска агрегата		
максимальное при работе НПС		
максимальное при неработ. НПС		
Минимальное для запуска агрегата		
1 ступень (стоп 1-й по ходу МНА)		
2 ступень (аварийное отключение)		
Давление на выкиде МНА до регулирующих заслонок:		
испытательное		
рабочее		
1 ступень (стоп 1-й по ходу МНА)		
2 ступень (аварийное отключение НПС)		
рабочее, не более (уставка САР)		

Давление выкида подпорного агрегата:		
рабочее		
Автоматическое открывание задвижки № _____ при давлении на входе НПС:		
1 ступень		
СППК-1	2 ступень	
3 ступень (одна нитка резерва)		
СППК-2 (одна нитка резерва)		
Перепад давлений на заслонках		
Аварийная загазованность НПС		
Повышенная загазованность НПС		
Загрязнение ОУ		
Загрязнение Б/Б маслосистемы		
Аварийный максимальный уровень в емкостях сбора утечек:		
ЕП-40 № _____ (высота емкости _____ мм)		
ЕП-40 № _____ (высота емкости _____ мм)		
Аварийный максимальный уровень масла в маслобаке № Б/Б маслосистемы (высота м/бака _____ мм)		
Аварийный максимальный уровень масла в маслобаке № Б/Б маслосистемы (высота м/бака _____ мм)		
Аварийный максимальный уровень масла в аккумуляирующем баке (высота м/бака _____ мм)		
АГРЕГАТНЫЕ ЗАЩИТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НАСОСНОГО АГРЕГАТА		
Максимальная температура подшипников		
Максимальная температура насоса		
Давление масла на подшипниках МНА:		
норма		
мин		
Давление охлаждающей воды на входе МНА:		
норма		
мин		
Трещины МНА		
Нет продувки		
Трещина загерметизирована (клапан закрыт)		
Рабочее давление воздуха		
Клапан не закрыт		
Максимальные утечки торцевых уплотнений		
Вибрация:		
повышенная		
аварийная		
Изменение состояния задвижек		
Не выполнение программы пуска или останова		
Отсутствие напряжения схем автоматики		
Допустимый ток электродвигателя		
АГРЕГАТНЫЕ ЗАЩИТЫ НПВ		
Максимальные утечки торцевых уплотнений		
Максимальная температура подшипников:		
электродвигателя		
насоса		
корпуса насоса		
Минимальное давление на нагнетании		
Изменение напряжения схем автоматики		
Допустимый ток электродвигателя		
ДОПУСТИМОЕ КОЛИЧЕСТВО ПУСКОВ АГРЕГАТА		
из горячего состояния		
из холодного состояния		
ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ		
АВР сетевых насосов котельной установки		
АВР подпиточных насосов котельной установки		
Включение подпиточных насосов котельной		
Отключение подпиточных насосов котельной		
Отключение насосов по давлению:		
в прямой сети котельной		
максимальное давление в котлах		
минимальное давление в котлах		
максимальная температура в котлах		
Уровень в подпиточном баке котельной (высота емкости _____ мм)		
мин		
макс		
Уровень в топливных резервуарах:		
(тип резерва) _____ м ³ № _____ высота емкости _____ мм		
мин		
макс		
Включение секций АВГ по температуре охлаждающей воды до МНА		
Выключение секций АВГ по температуре охлаждающей воды до МНА		
Максимальная температура воздуха на подпор. зап. двигателя		
Температура охлаждающей воды (входящей в электродвигатель):		
мин		
макс		
Секции АВГ (номера)		
вкл.		
выкл.		
Температура воды АВГ		
мин		
макс		
Уровень масла в аккумуляирующем баке (высота бака _____ мм):		
мин		
макс		
Уровень масла в рабочем маслобаке № _____ (высота м/бака _____ мм)		
мин		
макс		
Уровень в ЕП 40-№ _____ (высота емкости _____ мм):		
мин		
макс		

Начальник НПС _____

(наименование НПС) _____ (подпись (ФИО))

Главный инженер НПС _____

(наименование НПС) _____ (подпись (ФИО))

Инженер-электрик _____

(подпись) (ФИО)

Инженер-КИПиА _____

(подпись) (ФИО)

Инженер-механик _____

(подпись) (ФИО)

СОДЕРЖАНИЕ

Введение. 1
1. Общая характеристика НПС.. 1
2. Характеристика перекачиваемых товарных нефтей. 2
3. Технологический процесс работы НПС.. 2
4. Контроль технологического процесса работы НПС.. 4
5. Пуск и остановка НПС.. 7
6. Вспомогательные системы НПС.. 8
7. Основные положения по ведению безопасного технологического процесса работы НПС.. 9
8. Краткая характеристика технологического оборудования регулирующих и предохранительных клапанов. 12
9. Техническая и нормативная документация. 12
10. Перечень нормативных документов. 13
Приложение 1. Технологическая карта по эксплуатации НПС и магистрального нефтепровода. 15
Приложение 2. Карта уставок. 15