

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Институт нефти и газа  
Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
А.Н. Сокольников  
«\_\_\_» июня 2016 г.

### **БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

«Проект головной нефтепродуктоперекачивающей станции «Прибой» на  
участке нефтепродуктопровода «Воскресенка – Самара – Волгоград»

Руководитель

к.т.н., доцент

А.Н. Сокольников

Выпускник

С.А. Мамышев

Красноярск 2016

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме «Проект головной нефтепродуктоперекачивающей станции «Прибой» на участке нефтепродуктопровода «Воскресенка – Самара – Волгоград».

Консультанты по разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусяченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект головной нефтепродуктоперекачивающей станции «Прибой» на участке нефтепродуктопровода «Воскресенка – Самара – Волгоград» содержит 61 страницу текстового документа, 28 использованных источников, 7 листов графического материала.

**ОБОРУДОВАНИЕ НПС, НАПОР, РАСХОД, ХАРАКТЕРИСТИКИ НАСОСА, НМ 1250-260, НПВ 1250-60, НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОД, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК.**

Объект работы – Западно-Южная ГНППС.

Цели работы:

- обеспечение поставок светлых нефтепродуктов трубопроводным транспортом на участке «Воскресенка – Самара – Волгоград» до 11 млн. тонн в год.

Задачи аудита:

- определить число работающих и резервных магистральных насосных агрегатов на нефтеперекачивающей станции;
- определить число работающих и резервных подпорных насосных агрегатов на нефтеперекачивающей станции;
- определить объем резервуарного парка;
- обосновать схему перекачки;
- предоставить проект ГНППС «Прибой».

В результате была спроектирована ГНППС – 1 «Прибой» на участке МНПП «Воскресенка – Самара – Волгоград», а также предложена конструкция по регулированию напора и расхода.

В итоге было выявлено, что на трассе МНПП «Воскресенка – Самара – Волгоград» поставлена одна ГНППС, оптимальным НА служит НМ 1250-260, а в качестве подпорных – НПВ 1250-60. На ГНППС «Прибой» схемой перекачки является «постанционная» и наиболее рациональное соединение магистральных насосных агрегатов «последовательное», а подпорных насосных агрегатов – параллельное. Представлен проект ГНППС «Прибой» и разработан ряд рекомендаций и предложений.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Технико – экономические обоснования проекта.....	7
2 Общие сведения о предприятии.....	8
2.1 Общие сведения о проекте «ЮГ».....	9
3 Расчет основного оборудования.....	11
3.1 Определение часовой пропускной способности.....	11
3.2 Подбор основного оборудования.....	11
3.3 Определение рабочего давления.....	13
3.4 Расчет трубопровода.....	13
3.5 Определение толщины стенки.....	16
4 Определение объема резервуарного парка.....	17
5 Технологическая схема ГНППС.....	18
6 Генеральный план ГНППС.....	19
7 Вспомогательная система насосного цеха ГНППС.....	21
7.1 Система разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений.....	22
7.2 Система смазки охлаждения подшипников.....	25
7.3 Система откачки утечек от торцевых уплотнений.....	32
7.4 Средства контроля и защиты насосного агрегата.....	32
7.5 Система подачи и подготовки сжатого воздуха.....	35
7.6 Средства контроля и защиты насосного агрегата.....	37
7.7 Система подачи и подготовки сжатого воздуха.....	40
7.8 Общестроительные работы на перекачивающих станциях.....	42
8 Расчет единовременных затрат на строительство головной нефтепродуктоперекачивающей станции.....	47
8.1 Расчет эксплуатационных затрат на обслуживание установленного оборудования.....	49
9 Безопасность и экологичность.....	52
9.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	53
9.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	53
9.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	55
9.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	55
9.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	56

9.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	56
9.7 Экологичность проекта.....	57
Заключение.....	58
Список сокращений.....	59
Список использованных источников.....	60

## ВВЕДЕНИЕ

При перекачки нефти и нефтепродуктов по магистральному трубопроводу, возникает неувязка утраты напора и расхода, для восполнения напора и расхода на линии магистрального трубопровода строят головные нефтепродуктоперекачивающие станции (ГНППС).

Трудности сглаживания неравномерностей расходов и давлений по трассе магистрального нефтепровода (МН) решаются регулированием общей работы трубопровода и насосной станции, которое выполняется последующими способами [1]:

- 1) изменением числа работающих насосов;
- 2) применением сменных роторов либо обточки рабочих колес;
- 3) изменением частоты вращения вала насоса;
- 4) дросселированием;
- 5) байпасированием;
- 6) применением противотурбулентных присадок.

Регулирование работы нефтепровода конфигурацией числа работающих насосов используется на работающих нефтепроводах. При проектировании трубопровода число насосов устанавливается на стадии проектирования

Регулирование с использованием сменных роторов используется при округлении числа насосных станций в большую сторону

Модификация частоты вращения – поступательный и экономный способ регулирования позволяющий вполне избавиться от обточки рабочих колес. Использование противотурбулентных присадок – действенный способ убавления гидравлического противодействия трубопроводов за счет гашения турбулентных пульсаций.

Дросселированием и байпасированием выполняется регулирование  $Q - H$  – свойств трубопроводной сети.

В предоставленной работе выявлены более результативные и может быть возможные методы конфигурации черт насосов и трубопроводной сети, применимые в проекте магистрального нефтепровода «Воскресенка – Самара – Волгоград».

Суть проекта – снабжение поставок нефтепродуктов трубопроводным транспортом на участке «Воскресенка – Самара – Волгоград» до 11 млн. тонн в год.

Задачи выпускной квалификационной работы.

1 Доказать расстановку нефтеперекачивающих станций на трассе магистрального трубопровода «Воскресенка – Самара – Волгоград».

2 Найти количество работ насосных агрегатов на нефтеперекачивающей станции.

3 Аргументировать схему перекачки.

4 Предоставить проект ГНППС «Прибой».

## 1 Технико – экономические обоснования проекта

Для такого чтоб сделать понижение транспортных издержек, нужно совершенствовать более действенные виды транспорта нефтепродуктов – это системы магистральных нефтепродуктопроводов (МНПП). Образцом такого развития может работать осуществление компанией «Транснефтепродукт» проекта «Воскресенка – Самара – Волгоград» – стройку новейшего продуктопровода в южной направленности, который позволит понизить кратковременные и денежные издержки по доставке готовой продукции покупателю.

Участок магистрального трубопровода «Воскресенка – Самара – Волгоград» позволит русским нефтяным компаниям доставлять нефтепродукты от Черноморского побережья в страны Западной и Южной Европы, а еще на внутренние рынки страны.

Более того, постройка комплекса по транспортировке и отгрузке экспортных нефтепродуктов в Черноморском бассейне дает ответ целям «Энергетической стратегии РФ на период по 2020 года». Она подразумевает формирование личных экспортных перегрузочных комплексов для нефтепродуктов, повышение величин и глубины переработки нефти на русских нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) и рост экспорта готовой продукции.

Еще он позволит высвободить мощности Северо – Кавказской стальной пути для транспортировки различных грузов за счёт переориентации на трубопроводный транспорт имеющихся экспортных потоков нефтепродуктов, следующих в порт Новороссийск, и сделать предпосылки для роста всеобщего объёма перевалки грузов чрез Русские Черноморские порты.

В качестве проектируемого объекта в рамках выпускной квалификационной работы был выбран проект ведущий нефтепродуктоперекачивающая станция (ГНППС).

Исполнить проект ведущий нефтепродуктоперекачивающей станции (ГНППС), выбрать головное насосное оснащение, найти число насосных агрегатов (НА), найти число НПС на трассе МНПП, имея последующие данные:

- 1) плановое поручение на перекачку  $G_r = 11$  млн. т/год;
- 2) длина трассы МНПП  $L_{MH} = 866$  км;
- 3) характеристики перекачиваемой жидкости (плотность  $\rho_p = 860$  кг/м<sup>3</sup>, кинематическая вязкость  $\nu_p = 0,5 \cdot 10^{-4}$  м<sup>2</sup>/с);
- 4) температура грунта на глубине заложения нефтепровода (250 К);
- 5) свойства трубопровода выбирается исходя из проекта фирмы;
- 6) окончательный напор, нужный для закачки нефти в резервуары ( $H_{KH} = 30$  м);
- 7) отметки начала  $z_H$  и конца  $z_K$  МН:(отметка конца  $z_K = 80$  м, отметка начала  $z_H = 50$  м).

## **2 Общие сведения о ОАО «АК «Транснефть»»**

Организации трубопроводного транспорта нефтепродуктов

Организации трубопроводного транспорта нефтепродуктов (ОТТН) транспортируют нефтепродукты (дизельное горючее, бензин, керосин) от 18 нефтеперерабатывающих заводов (16 НПЗ на местности РФ, 2 НПЗ на местности Белоруссии) в разные регионы РФ, страны Таможенного Союза (Республика Беларусь, Казахстан), а еще в страны зарубежья (Латвия, Украина, Венгрия) сообразно системе магистральных нефтепродуктопроводов (МНПП).

Главные стратегические цели организаций трубопроводного транспорта нефтепродуктов.

1) Повышение величин транспортировки нефтепродуктов, создание хорошей для русского рынка системы магистральных нефтепродуктопроводов.

2) Снабжение безопасной, безаварийной транспортировки нефтепродуктов.

3) Поднятие части Компаний в сфере транспортировки, проектирование новейших маршрутов транспортировки горючего.

4) Предстоящее формирование сети МНПП, повышение пропускной возможности работающих нефтепродуктопроводов.

ОАО «АК «Транснефтепродукт» образована.

В согласовании с Указом Президента РФ от 17 ноября 1992 года № 1403 «Об исключительностях приватизации и преобразования в акционерные сообщества муниципальных компаний, производственных и научно-производственных соединений нефтяной, нефтеперерабатывающей индустрии и нефтепродуктообеспечения» и Распоряжением Совета Министров Правительства РФ от 30 августа 1993 года № 871 «Об учреждении акционерной фирмы по транспорту нефтепродуктов «Транснефтепродукт».

Активность предприятия.

Организации трубопроводного транспорта нефтепродуктов транспортируют нефтепродукты как по прямым (от НПЗ до экспортного порта либо покупателя), так и по смешанным транспортным схемам (от НПЗ – по трубопроводной системе МНПП, потом железнодорожным транспортом). Подсчет части организаций трубопроводного транспорта нефтепродуктов на рынке услуг по транспортировке нефтепродуктов основан на первичной транспортировке от НПЗ и учитывает как прямые, так и смешанные схемы.

Организации трубопроводного транспорта нефтепродуктов оказывают сервисы по транспортировке нефтепродуктов на первичный рынок и на экспорт. В собственной рыночной нише – экспортной логистике нефтепродуктов – организации трубопроводного транспорта нефтепродуктов занимают лидирующее позицию. Их часть на рынке перевозок



нефтепродуктов на экспорт – примерно 46 %, в частности, на рынке экспорта дизельного горючего с присоединенных НПЗ – 75 %.

При транспортировке нефтепродуктов на экспорт и на региональные рынки РФ главным соперником организаций трубопроводного транспорта нефтепродуктов является железнодорожный транспорт. В настоящее время на его долю приходится вблизи 70 % перевозок нефтепродуктов. Часть ОТТН составляет около 25 % перевозок нефтепродуктов. Конкурентоспособные достоинства ОТТН – вероятность транспортировки больших партий по сравнимо низкой стоимости, в том числе конкретно до экспортных терминалов (Приморск, Вентспилс, Санкт-Петербург). К главным причинам конкурентоспособности ОТТН относится наиболее высокая надежность, сохранность и экологичность нефтепродуктопроводного транспорта [3].

## **2.1 Общие сведения о проекте «ЮГ»**

Будущее развития рынков Европы обуславливает надобность наращивания экспорта нефтепродуктов, в том числе и в южном направлении. Практически достигнутый размер экспортных поставок дизельного горючего через порты Черноморского бассейна составил наиболее 13 млн. тонн, при этом, согласно подготовительным оценкам ОАО «АК» Транснефть», транспортировка нефтепродуктов в порту Новороссийск к 2020 году может достигнуть 15 млн. тонн.

В настоящее время крупная доля экспортного потока дизельного горючего отгружается через Балтийские порты, что обусловлено мощностями перевалочных комплексов наиболее крупных портов Балтийского моря (Вентспилс, Санкт – Петербург, Высоцк и Приморск), а еще ориентацией системы нефтепродуктопроводов, соединяющих большую часть нефтеперерабатывающих заводов РФ.

Проект «Юг» ориентирован на проектирование трубопроводной системы для экспорта русских нефтепродуктов с Черноморского побережья РФ в страны Европы и мира. Проектом предусматривается постройка нефтепродуктопровода от Волгограда по Новороссийска, а еще 10 перекачивающих станций.

Путь нефтепродуктопровода пройдет по Краснодарскому краю, по Волгоградской и Ростовской областям.

Транспортировка нефтепродуктов станет реализоваться на причалах нефтебазы «Шесхарис» возле Новороссийска. Пропускная способность МНПП составит 11 млн тонн в год.

Проект «Юг», проектируется для экспорта нефтепродуктов «Евро-5» с Черноморского побережья.

Проект «ЮГ». 2 шаг. Реконструкция магистральных трубопроводов «Воскресенка – Самара – Волгоград».

Суть проекта – снабжение поставок нефтепродуктов на участке «Воскресенка – Самара – Волгоград» в объеме по 11 млн. тонн в год.

Базу реализации – Генеральная план развития нефтяной ветви до 2020 года, утвержденная указом Минэнерго РФ №212 от 06. 06. 2011.

Емкость трубопроводов «Воскресенка – Самара – Волгоград» по перекачке нефтепродуктов – до 11 млн. тонн в год.

Ввод в эксплуатацию предусмотрен на 2020 год.

В 2016 году начато исполнение проектно-изыскательских работ.

Базу реализации – Генеральная план развития нефтяной ветви по 2020 года, утвержденная указом Минэнерго РФ №212 от 06. 06. 2011.

Продуктивность МНПП «Воскресенка – Самара – Волгоград» сообразно перекачке нефтепродуктов – по 11 млн. тонн в год. Проектом предусматривается стройку линейной доли, протяженностью 866 км, сооружением ведущий нефтепродуктоперекачивающей станций (ГНППС): головная перекачивающая станция (ГПС) «Воскресенка» головная перекачивающая станция (ГПС) (Самара), приемо – сдаточной точки (ПСП) на имеющейся ПНБ (Волгоград) и постройку железнодорожной эстакады.

Ввод в эксплуатацию предусмотрен в 2018 году.

В 2013 году начато исполнение проектно – изыскательских работ.

Через Новороссийск на экспорт свои объемы сумеют ориентировать все нефтяные фирмы, заинтригованные в применении предоставленного участка трубопровода.

На главном шаге «Воскресенка – Самара – Волгоград» станет задействован запасной нефтепровод ОАО «АК «Транснефть» от Тихорецка по Новороссийска, который не употребляется для прокачки нефти в порт Новороссийск, этак как на балансе ведущий фирмы имеется ветка большего диаметра. Он станет реконструирован и перепрофилирован на участке длиной 300 км для новейшего проекта по транспортировке нефтепродуктов на экспорт.

Таковым образом, проектирование Комплекса по транспортировке и отгрузке экспортных нефтепродуктов в Черноморском бассейне дает ответ экономическим и политическим заинтересованностям РФ, является общественно весомым. Он призван не лишь осуществить новейший сектор коммерциала, финансы которого повысят эффективность функционирования нефтепродуктопроводной системы и пополнят бюджет страны, но и укрепить позиции РФ на международном рынке.

Снова формируемый МНПП «Проект «Юг» станет осуществлять услуги по транспортировке дизельного горючего с присутствием серы не более 10 ppm (эталон Евро – 5) на экспорт в объеме более 11 млн. тонн в год.

Проект «Юг» в согласовании с Энергетической стратегией РФ на период до 2020 года – один из важных стратегических инфраструктурных проектов в сфере энергетики. К 2020 году планируется окончить стройку нефтепродуктопровода на участке «Воскресенка – Самара – Волгоград». Ресурсным основанием для продуктопровода станут Самарская группа НПЗ, Волгоградский, Омский, Башкирский НПЗ, рассматривается вероятность включения Новошахтинского НПЗ. Предполагается, что проектная емкость «Юга» к 2020 году составит 11 миллионов тонн в год.

Он ориентирован на формирование и территориальную диверсификацию энергетической инфраструктуры Российской Федерации, при этом грядущее проекта напрямую зависит с заинтересованностью нефтяных компаний в его реализации. В это же время их интерес обязан быть доказан гарантиями загрузки системы и ролью в финансировании строительства.

### 3 Расчет основного оборудования

#### 3.1 Определение часовой пропускной способности

Находим расчетную часовую пропускную способность нефтепровода:

$$Q_{ч} = \frac{G_{Г}}{24 \cdot N_{р} \cdot \rho_{р}}, \quad (1)$$

где  $G_{Г}$  – плановое задание на перекачку, *млн.м/год*;

$N_{р}$  – расчетное число суток работы нефтепровода (таблица 1);

$\rho_{р}$  – плотность нефтепродукта, *кг/м<sup>3</sup>*.

Таблица 1 – Расчетное число рабочих дней магистральных нефтепроводов

Протяженность, км	Диаметр трубопровода	
	до 820 (включительно)	свыше 820
до 250	357	355
250 – 500	356/355	353/351
500 – 700	354/352	351/349
свыше 700	352/350	349/350

Определяем пропускную часовую способность по формуле 1:

$$Q_{ч} = \frac{11 \cdot 10^9}{24 \cdot 356 \cdot 860} = 1497 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

#### 3.2 Подбор основного оборудования

В соответствии с найденной расчетной часовой пропускной способностью нефтепровода осуществляем подбор насосного оборудования: основные магистральные насосы (НМ), НМ 1250-260.

Напор этих насосов при расчетной часовой подаче в соответствии с формулой 2:

$$H = H_0 + a \cdot Q - b \cdot Q^2, \quad (2)$$

где  $H$  – напор насоса при подаче  $Q$ , м;

$H_0$  – потенциальный напор, м (см. таблицу 3);

$a$  и  $b$  – эмпирические коэффициенты (см. таблицу 3);

$Q$  – подача насоса, м<sup>3</sup>/ч.

Таблица 2 – Техническая характеристика спиральному насосу типа НМ

Типоразмер насоса	Насос					Электродвигатель	
	Номинальный режим					Тип	Мощность, кВт
	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Частота вращ., об/мин	Доп. кавит. запас, м	Кпд, %		
1	2	3	4	5	6	7	8
НМ 1250-260	1250	260	3000	20	80	СТДП1250-2 УХЛ СТДП1600-2 УХЛ 4	4 1250 1600

Таблица 3 – Справочные данные по спиральному насосу типа НМ

Типоразмер насоса	Ротор	Коэффициенты в формуле (2)			Параметры насоса, мм		
		$H_0$ , м	$a$ , ч/м <sup>2</sup>	$10^6 \cdot b$ , ч <sup>2</sup> /м <sup>5</sup>	$D_{вх}$	$D_2$	$n_s$
1	2	3	4	5	6	7	8
НМ 1250-260	0,7	216,4	-	40,9	353	418	62
	1	316,8	-	41,9	353	460	71
		289,8	-	34,8	353	418	77
		271,0	-	43,9	353	395	89
		1,25	327,4	-	25,0	353	450

Из таблицы 3, для насоса НМ 1250-260  $H_0 = 216,4$  м,  $a = 0$  ч/м<sup>2</sup>,  $b = 40,9 \cdot 10^{-6}$  ч<sup>2</sup>/м<sup>5</sup>.

Определим напор насосов по формуле 2

$$H_{HM} = 216,4 - 40,9 \cdot 10^{-6} \cdot 1250^2 = 210 \text{ м.}$$

### 3.3 Определение рабочего давления

Согласно Тугунову П. И. [4] число последовательно включенных магистральных насосов обычно 3, поэтому на данном этапе зададим количество магистральных насосов  $m_{HM} = 3$ . Зная количество насосов, напор магистрального насоса при расчетной производительности  $Q_{ч}$  можно определить рабочее давление на выходе из головной НПС

$$P = \rho_P \cdot g \cdot (m_{HM} \cdot H_{HM}), \quad (3)$$

где  $\rho_P$  – то же, что и в формуле 1;

$g$  – ускорение свободного падения ( $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ );

$m_{HM}$  – число последовательно включенных магистральных насосов;

$H_{HM}$  – напор магистрального насоса при расчетной производительности  $Q_{ч}$ , м;

$$P = 860 \cdot 9,81 \cdot (3 \cdot 210 + 60) = 5,8 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Найденная величина  $P$  должна быть меньше допустимого давления  $P_{доп}$ , определяемого из условия прочности запорной арматуры, если условие:

$$P \leq P_{доп}$$

не выполняется, то необходимо либо уменьшить число магистральных насосов, либо воспользоваться сменными роторами меньшего диаметра. Обычно запорная арматура на нефтепроводах рассчитана на давление  $P_{доп} = 6,4 \text{ МПа}$ . Найденное значение  $P$  меньше  $P_{доп}$ .

### 3.4 Расчет трубопровода

Необходимо выполнить расчет трубопровода согласно таблице 4. Под заданный диаметр 530 мм и завод ЧТЗ ТУ 14–3Р–03 – 94. Находим, что для стали 8ГБЮ  $\sigma_{вр} = 510 \text{ МПа}$ ,  $\sigma_T = 350 \text{ МПа}$ ;  $K_1 = 1,4$ ; номинальная толщина стенки  $\delta_H = 7,8,9,10,11,12,13$  и 14 мм. Так как диаметр трубопровода  $D_H < 1 \text{ м}$ , то  $K_H = 1$ , а поскольку трубопровод II категории, то  $m_0 = 0,75$ .

Находим расчетное сопротивление металла для стали 8ГБЮ

$$R_1 = R_{\text{нн}} \cdot \frac{m_0}{K_1 \cdot K_H}, \quad (4)$$

где  $R_{\text{нн}}$  – нормативное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений, определяемое из условия работы на разрыв, равное минимальному пределу прочности  $\sigma_{\text{вр}}$ ;

$m_0$  – коэффициент условий работы трубопровода ( $m_0 = 0,9$  для трубопроводов III и IV категорий,  $m_0 = 0,75$  для трубопроводов I и II категорий и  $m_0 = 0,6$  для трубопроводов категории B);

$K_1$  – коэффициент надежности по материалу;

$K_H$  – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра (для  $D_H < 1000$  мм  $K_H = 1$ , для  $D_H = 1200$  мм  $K_H = 1,05$ ).

Определяем расчетное сопротивление по формуле 4:

$$R_1 = 510 \cdot \frac{0,75}{1,4 \cdot 1} = 273,214 \text{ МПа.}$$

Таблица 4 – Характеристики труб для нефтепроводов и нефтебаз

Рабочее давление, МПа	Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Характеристики материала труб			Коэффициент надежности по материалу $K_1$	Поставщик труб, №№ технических условий
			Марка стали	$\sigma_{\text{вр}}$ , МПа	$\sigma_{\text{т}}$ , МПа		
1	2	3	4	5	6	7	8
5,4–7,4	1220	10; 11; 12; 13; 14;15; 16	08ГБЮ	510	350	1,4	ЧТЗ ТУ 14–ЗР–03 – 94
		10; 11; 12; 13; 14;15; 16	09ГБЮ	550	380		
5,4–7,4	1220	10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	12ГСБ	510	350	1,4	ЧТЗ ТУ 14–ЗР–04 – 94
		10; 11; 12; 13; 14;15; 16	12ГСБ	550	380		
6,3	1020	12,5; 12,9; 15,5; 16	13 Г1С–У	540	390	1,47	ЧТЗ ТУ 14–3–1698 – 90

Продолжение таблицы 4

Рабочее давление, МПа	Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Характеристики материала труб	Коэффициент надежности по материалу $K_1$	Поставщик труб, №№ технических условий	Рабочее давление, МПа	Наружный диаметр, мм
1	2	3	4	5	6	7	8
6,3	1020	11,4	13 Г1С-У	540	390	1,34	НМТЗ ТУ 14-3-1424-86
6,3 5,4 5,4	1020 1020 1020	11; 11,5 12 9,5; 10; 10,5 8; 8,5; 9	17Г1С-1 17Г1С-2 К60	510 510 588	363 363 441	1,4	ВТЗ ТУ 1104-138100-357-02-96
5,4-7,5	820	8; 9; 10; 11; 12	Г2АФ	530	363	1,47	ЧТЗ ТУ 14-3-14-25-86
5,4-7,5	820	8,5; 9,2; 10,6; 11,4	17ГС	510	353	1,47	ЧТЗ ТУ 14-3-1270-84
5,4-7,4	820	9; 10; 11; 12; 13; 14	12ГСБ	510	350	1,4	ЧТЗ ТУ 14-3Р-04-94
7,4	720	7,3; 8,7; 10,8; 12; 14; 16; 20	К60	589	461	1,34	ВМЗ ТУ 14-3Р-01-93
5,4-7,4	720	8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	08ГБЮ	510	350	1,4	ЧТЗ 14-3Р-03-94
5,4-7,4	720	7,5; 8,1; 9,3; 10; 11; 12	17ГС	510	353	1,47	ЧТЗ 14-3-1270-84
5,4-7,4	630	8; 9; 10; 11; 12	12Г2С	490	343	1,4	ХТЗ ТУ 322-8-10-95
5,4-7,4	530	8; 9; 10	13ГС	510	353	1,34	ХТЗ ТУ 322-8-10-95
7,4	530	7; 7,5; 8; 9; 10	17ГС	510	353	1,47	ЧТЗ ТУ 14-3-1270-84

#### Окончание таблицы 4

Рабочее давление, МПа	Наружный диаметр, мм	Номинальная толщина стенки, мм	Характеристики материала труб	Коэффициент надежности по материалу $K_1$	Поставщик труб, №№ технических условий	Рабочее давление, МПа	Наружный диаметр, мм
1	2	3	4	5	6	7	8
7,4	530	7,1; 8,8; 10; 12; 14;16	17ГС	529	392	1,34	ВМЗ ТУ 14-ЗР-01-93
5,4-7,4	530	7; 8; 9; 10; 11; 12;13; 14	8ГБЮ	510	350	1,4	ЧТЗ ТУ 14-ЗР-03-94
5,4-7,4	530	7; 8; 9; 10; 11; 12;13; 14	12ГСБ	510	350	1,4	ЧТЗ ТУ 14-ЗР-04-94

Примечание. ЧТЗ – Челябинский трубный завод, НМТЗ – Новомосковский трубный завод, ВТЗ – Волжский трубный завод, ХТЗ – Харцызский трубный завод, ВМЗ – Выксунский металлургический завод.

### 3.5 Определение толщины стенки

Расчетная толщина стенки нефтепровода

$$\delta = \frac{n_1 \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (n_1 \cdot p + R_1)}, \quad (5)$$

где  $n_1$  – коэффициент надежности по нагрузке:  $n_1 = 1,15$  для нефтепродуктопроводов, работающих по схеме перекачки «из насоса в насос»;  $n_1 = 1,1$  – во всех остальных случаях;

$p$  – то же, что и в формуле 3;

$D_H$  – наружный диаметр трубы, м;

$R_1$  – то же, что и в формуле 4.

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 5,8 \cdot 530}{2 \cdot (1,15 \cdot 5,8 + 273,214)} = 6,3 \text{ мм.}$$

Полученное расчетное значение толщины стенки округляем до ближайшего большего стандартного значения, т. е.  $\delta_H = 7 \text{ мм}$ .

Принимаем МН 1250-260 с ротором 0,7 в количестве трех работающих и одного резервного соединенных последовательно. В качестве подпорных насосов НПВ 1250-60 в количестве одного рабочего и одного резервного соединенных параллельно.



#### 4 Определение объема резервуарного парка

Резервуарные парки на ГНППС магистралей служат аварийной емкостью для обеспечения ритмичной и бесперебойной работы трубопровода при авариях на промыслах и НПЗ или на магистрали, складом товарной продукции и буферной емкостью между технологическими объектами нефтепромыслов и магистрали.

Емкость резервуарного парка ГНППС магистрали принимается в размере 1,5 суточной подачи станции.

$$V_{II} = 1,5 \cdot 24 \cdot 1497 = 54892 \text{ м}^3.$$

В резервуарных парках для сокращения потерь нефти и светлых нефтепродуктов от испарения должны применяться резервуары с плавающими крышами или с понтоном.

Выбор типа, размера и количества резервуаров выполняется одновременно и в данной курсовой работе выбор может быть сделан по ориентировочному критерию – минимуму капиталовложений в парк [1].

Определим капиталовложения для нескольких вариантов парка, отличающихся типом и размером резервуаров, рассчитывая их ориентировочно как сумму сметной стоимости всех резервуаров плюс капиталовложения в технологические трубопроводы парка [1].

Определим оптимальный диаметр и толщину стенки трубопроводов парка. В качестве конкурирующих вариантов рассмотрим трубопровод диаметром, равным диаметру магистрали и трубопроводы с ближайшими по сортаменту диаметрами труб. Таким образом:  $D_n = 530 \text{ мм}$ . Произведем расчет для варианта РВСП-10000.

Расчет для РВСП-10000:

$$D_n = 530 \text{ мм}.$$

$$n \geq \frac{V_{II}}{K_E \cdot V_P} \tag{6}$$

где  $V_{II}$  – емкость резервуарного парка,  $\text{м}^3$ ;

$K_E$  – коэффициент использования емкости;

$V_P$  – геометрическая емкость резервуара,  $\text{м}^3$ .

$$n \geq \frac{53892}{0,79 \cdot 10000} = 5,97 \approx 6.$$

Принимаем 6 резервуаров.

Определим расчет резервуарного парка исходя из вычислений:

$$D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot U}}, \quad (7)$$

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_{BH}^2}, \quad (8)$$

$$D_B = D_H - 2 \cdot \delta_H, \quad (9)$$

Из рассмотренных вариантов следует, что по условиям капиталовложений наиболее подходящим является трубопровод  $D_H = 530$  мм и  $\delta = 7$  мм.

Так как номинальный объем резервуара равен  $V_p = 10000$  м<sup>3</sup>.

Следовательно, размещаем резервуары в 1 группу.

## 5 Технологическая схема ГНППС

Принципиальная схема коммуникаций, в которой определены все нужные производственные операции в ходе перекачки, именуется технологической. Технологическая схема (см. чертеж 5) представляет собой безмасштабную схему трубопроводных коммуникаций (с оборудованием), при поддержке которых гарантируется комплекс операций по приему, откачке и внутростанционным перекачкам нефтепродуктов.

Для составления технологической схемы ГНППС должна обладать данными по величине перекачки; одновременности проведения технологических операций, а ещё о перспективах развития станции. Для нефтепродуктопроводов необходимо знать разбивку годового грузооборота по единичным группам нефтепродуктов.

Основное положение при проектировании технологических схем – их простота, возможность проектирования всех предусматриваемых проектом технологических операций при меньшем числе монтируемой запорной и регулирующей арматуры и соединительных частей, а ещё обеспечения меньшей протяженности технологических трубопроводов. Длина трубопроводов обуславливается вероятными минимальными разрывами промеж соединяемых объектов. Чаще всего используют принципиальные (полные) схемы и схемы соединений (монтажные).

В зависимости от схемы соединения насосов и резервуаров стоит обратить внимание на системы перекачки нефти и нефтепродуктов: постанционную, с присоединенным резервуаром, из насоса в насос, через резервуар.

При постанционной системе перекачки нефть принимают попеременно в один из резервуаров станции, для закачки же в трубопровод в это время закачивают нефть из иного резервуара. При предоставленной системе перекачки вероятен резервуарный учет объема перекачанной нефти, но она сопровождается существенными потерями нефти от «больших дыханий»

резервуаров. Постанционная система перекачки характерна для головных НППС магистрального нефтепровода и его эксплуатационных участков.

В системе перекачки с «подключенным резервуаром» предусматривается, что основной объем нефти проходит по трубопроводу, не попадая в резервуар. Так как колебания уровня нефти в нем протекают в связи с различием расходов на прошлом и следующем перегонах меж станциями, при этой системе перекачки утраты нефти от «больших дыханий» ниже. При синхронной работе участков объем нефти в «подключенном резервуаре» остается неизменным.

При системе перекачки «из насоса в насос» резервуары промежуточных НПС отключают от трубопровода и используют лишь для приема нефти из трубопровода во время аварий или ремонтных работ. Нефть проходит лишь через магистральные насосы ГНППС. За счет этого сокращаются утраты нефти от испарения и полностью эксплуатируется подпор предшествующей станции. Данная система рассматривает абсолютную синхронизацию работы перегонов нефтепровода в пределах эксплуатационного участка или только магистрального нефтепровода. Перекачка по системе «из насоса в насос» является самой распространенной на имеющихся нефтепроводах.

При перекачке «через резервуар» исполняется «мягкая» перекачка (в резервуарах происходит угнетение волн избытка давления, возникающих при запусках и остановках насосных агрегатов), однако в следствии постоянного притока и отбора нефти из резервуара протекает более скорое улетучивание легких фракций. Этот способ в настоящее время фактически не употребляется.

Обвязка резервуаров может существовать выполнена в двух вариантах двухпроводным и одно проводным. В первом методе заполнение идет через один общий для всех резервуаров коллектор, а опорожнение – через иной; во другом для всех резервуаров предусматривается независимый трубопровод, соединенный с общим коллектором через манифольдную (узел переключения задвижек) [4].

## **6 Генеральный план ГНППС**

Генеральный план (см. чертеж 4) представляет собой определенное размещение разных объектов на местности, отведенной для строительства, при верном заключении которого снижается цену сооружения ГНППС, сокращаются эксплуатационные затраты, увеличивается пожарная сохранность объектов.

При выборе мест расположения ГНППС учитывают надобность оптимального и комплексного применения энергетических ресурсов, систем тепло- и водоснабжения, канализационных и очистных сооружений, общественного строительства района. Площадку под ГНППС избирают в согласовании с проектом планировки и стройки района

строительства, сопоставляя технико – экономические данные разных вариантов размещения станции на остальных площадках района. Платформа обязана быть приближена к имеющимся транспортным коммуникациям (автодороги, водные пути и т. д.). Запросы, предъявляемые к грядущей площадке головной нефтепродуктоперекачивающей станции, содержатся в следующем:

- рельеф обязан быть пологим с очевидно проявленным уклоном для удобства отвода поверхностных вод, подходящих критериям работы системы самотечного водоотведения и возможности проведения самотечных технологических операций;

- грунты на площадке обязаны владеть достаточной несущей возможностью. Породы, принятые за натуральное обоснование, обязаны быть крепкими и устойчивыми. Геологическое здание площадки обязано допускать возведение всех сооружений станции без образующих искусственных оснований;

- грунт площадки обязан быть сухим, с невысоким горизонтом грунтовых вод. Не допускается выбирать под площадки для строительства заболоченные и заливные участки, а еще участки, подверженные оползневому и карстовым явлениям. Перекачивающие станции недопустимо размещать в зонах санитарной охраны источников водоснабжения. При размещении станций у рек либо водоемов отметки планировки их местности принимают не меньше чем на 0,5 м больше расчетного горизонта больших вод с учетом опоры и наклона водостока. За вычисленный горизонт воды следует воспринимать верхний её уровень с вероятностью возобновления раз в 100 лет.

ГНППС по отношению к ближайшим населенным точкам размещают ниже сообразно направлению рек. Габариты площадки следует воспринимать очень важными с учетом разумной плотности стройки без лишних резервных площадей и роста разрыва меж зданиями. Конфигурация площадки обязана гарантировать размещение построек и сооружений в согласовании с производственным действием. При выборе площадки следует учесть вероятную модернизацию станции.

Генеральный план ГНППС обязан гарантировать более экономный производственный процесс на малой местности с учетом размещения во всех вероятных вариантах технологического оснащения на раскрытых площадках. При разработках генерального плана обеспечивают более разумное расположение построек и сооружений ГНППС, а еще подходящие и безвредные условия труда работающих:

- здания административно-хозяйственного назначения располагают со стороны продуктивного движения автотранспорта;

- здания и сооружения с производствами завышенной пожарной угрозы, в том числе котельную, располагают с подветренной стороны по отношению к иным зданиям;

- здания вспомогательного изготовления располагают сообразно соседству с главными зданиями и сооружениями;

- здания бытовых помещений располагают поближе к проходным; энергообъекты приближают к главным потребителям, чтоб убавить протяженность тепло-, газо- и паропроводов и электролиний;
- открытые подстанции располагают на самостоятельных участках; производственные сооружения с крупными статическими перегрузками (к примеру, резервуарные парки) располагают на участках с однородными грунтами, позволяющими величайшие перегрузки на основания фундаментов.

Резервную площадь не следует брать под строения, сооружения и коммуникации, не считая не долговременных сооружений, нужных для строительных работ.

Разрабатывая генеральные планы, предугадывают вероятность исполнения строительных и монтажных работ современными способами с использованием строительных машин новейших конструкций.

Стройка местности обязана быть малогабаритной. Открытые распределительные подстанции, узлы включения и камеры переключения, площадки фильтров и остальные сооружения располагают на открытых площадках, используя в нужных вариантах местные убежища.

При размещении построек и сооружений учитывают стороны света и доминирующую направленность ветров, чтоб снабдить более подходящие условия для натурального освещения, проветривания помещений, борьбы со снежными заносами. Длинные стороны градирен (устройств легкого остывания циркуляционной воды) располагают перпендикулярно к преобладающему течению ветров. Места для забора внешнего воздуха системами приточной вентиляции избирают в зонах меньшего его загрязнения. Лучше, чтоб разбивочные оси соседних построек и сооружений по способности совпадали. Огораживание предугадывают лишь там, в каком месте оно нужно [4].

## **7 Вспомогательные системы насосного цеха ГНПС**

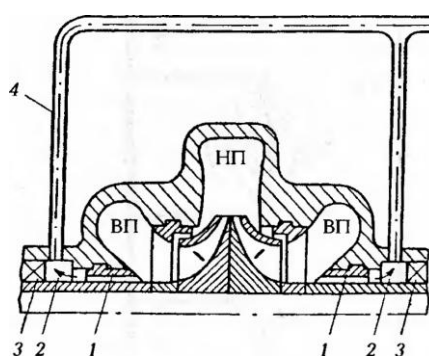
Для обеспечения нормальной эксплуатации магистральных насосов с заданными параметрами необходимо функционирование следующих вспомогательных систем:

- разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений;
- смазки и охлаждения подшипников;
- сбора утечек от торцевых уплотнений;
- подачи и подготовки сжатого воздуха;
- обратного водоснабжения и охлаждения воды воздухом;
- средств контроля и защиты насосного агрегата.

## 7.1 Система разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений

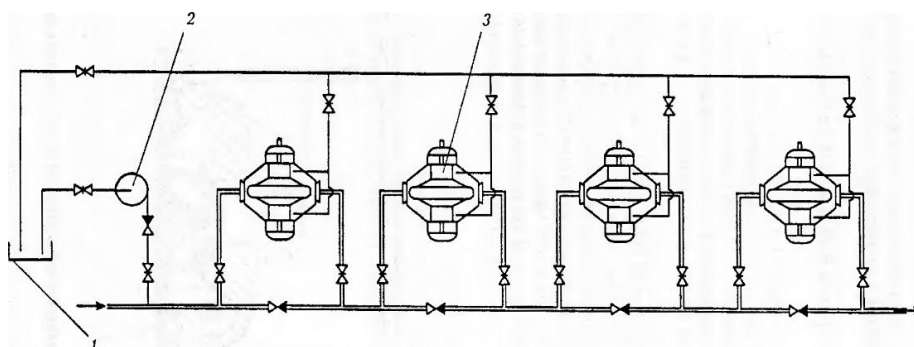
В насосах, перекачивающих нефтепродукты, величина напора от двух – трех десятков в камерах уплотнений, и достигается до  $700 \div 800$  м . В процессе работы и остановках агрегатов, устройства уплотнений насоса прибывают под действием динамического ибо же статического напора.

Надежность узла уплотнения снижается, при воздействии на уплотнение большого напора. Максимальный напор уплотнения достигается в третьем насосе, при последовательном соединении насосов, в первом же насосе напор уплотнения минимален. Следовательно для снижения напора до допустимых значений предусматривают систему гидравлической разгрузки, где перекачиваемая жидкость отводится по специальному трубопроводу 4 в соответствии с рисунком 1 в зону пониженного давления.



1 – щелевое уплотнение; 2 – полость камер торцевых уплотнений; 3 – торцевое уплотнение; 4 – трубопровод; ВП – всасывающая полость; НП – нагнетательная полость

Рисунок 1 – Традиционная система разгрузки и охлаждения концевых уплотнений вала насоса



1 – емкость для сбора утечки; 2 – насос для откачки утечки; 3 – основные насосы

Рисунок 2 – Технологическая схема обвязки насосов промежуточной ГНПС

При неизменной циркуляции жидкости, обеспечивается понижение напора в камерах уплотнения, так же и понижение температуры торцевых уплотнений, из полости всасывания насоса через уплотнение 1 и полость камеры 2 торцевого уплотнения 3. Жидкость из полосы разгрузки подает в резервуар сбора утечек, либо в коллектор насосной станции со стороны

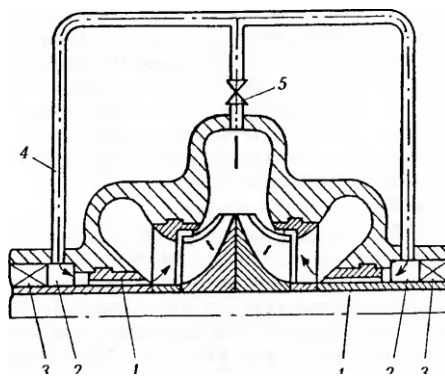
всасывания. К нарушению режима работы торцевого уплотнения либо аварии может привести отсутствие циркуляции контактных колец торцевого уплотнения.

Система названа групповой и главным недостатком является падение к. п. д. установки в следствии высокого объема перетока жидкости в полосе разгрузки. На рисунке 2 дана технологическая схема обвязки насосных агрегатов головной непродуктоперекачивающей насосной станции и системы разгрузки уплотнений вала при последовательном соединении главных насосов. Переток жидкости напрямую зависим от численности работающих агрегатов, развиваемых насосами напором, состояния щелевых уплотнений и бывает до нескольких десятков кубических метров в час.

С появлением торцевых уплотнений, обеспечивающих необходимое качество работ насосного агрегата, при напорах в камере уплотнений до 500 – 800 м стало вероятным от групповой системы разгрузки отказаться, а остывание торцевых уплотнений снабдить методом создания циркуляции жидкости из полости нагнетаний насоса в полость всасывания насоса в согласовании с рисунком 2. Предоставленная схема получила название индивидуальной системы охлаждения торцевых уплотнений.

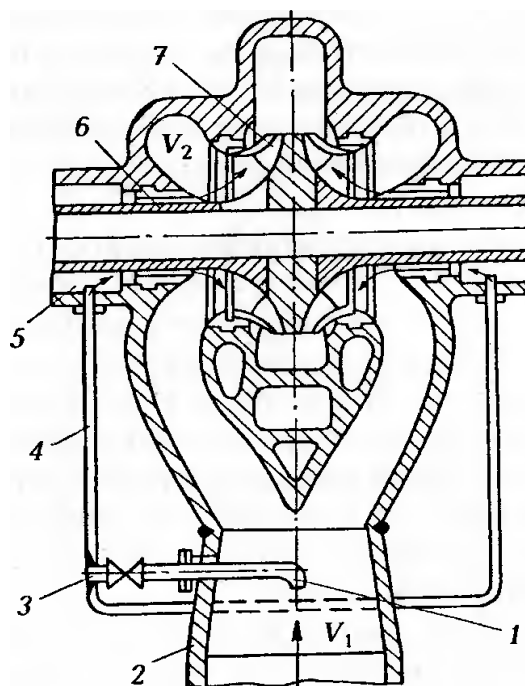
Недостатком является понижение некоторого объема к. п. д. насоса и закупоривание вентиля и трубопроводов, обнаруженное при вводном испытании данной системы. Количество непрерывно циркулирующей жидкости значительно сокращается (2 – 4 м<sup>3</sup>/ч). Нагнетательную полость насоса объединяют с камерами уплотнений 2 трубопроводом 4 диаметром 14 ÷ 16 мм. Жидкость при этом остужает торцевые уплотнения 3 и через щелевые уплотнения 1 проходит в полость всасывания насоса. Вентиль 5, закрепленный на выходе из нагнетательной полости, позволяет выверять объем циркулирующей жидкости.

Представляет энтузиазм индивидуальная система охлаждения, основанная на применении перетока доли перекачиваемой жидкости под действием перепада динамического напора на всасывании насоса и во всасывающей полости рабочего колеса в соответствии с рисунком 3.



1 – щелевое уплотнение; 2 – полость камер торцевых уплотнений; 3 – торцевое уплотнение; 4 – трубопровод; 5 – вентиль

Рисунок 3 – Индивидуальная схема охлаждения торцевых уплотнений «нагнетательная полость – камера уплотнений»



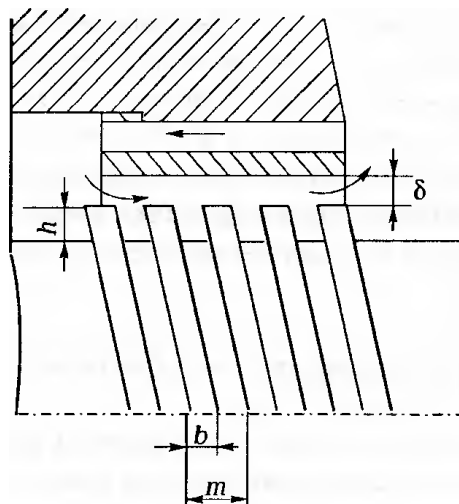
1 – трубка; 2 – патрубок насоса; 3 – клапан; 4 – трубка; 5 – полость камер торцевых уплотнений; 6 – уплотнение; 7 – полость всасывания колеса

Рисунок 4 – Индивидуальная система охлаждения

Трубка 1, установленная во всасывающем патрубке насоса 2, направляет часть перекачиваемой жидкости по трубам 4, минуя клапан 3, в полость камер торцевых уплотнений 5; минуя уплотнение 6, жидкость попадает в полость всасывания колеса 7. Независимо от порядка работы насоса в последовательной схеме поток жидкости по трубопроводу 4 составляет величину, в десятки раз меньшую по сравнению с групповой системой разгрузки уплотнений, и зависит только от разности напоров на всасывании насоса и всасывающей полости центробежного колеса. Объемный к.п.д. насоса не изменяется и при износе щелевого уплотнения, что заметно проявляется в традиционной схеме разгрузки торцевых уплотнений центробежных насосов. При этом циркуляция жидкости в указанной системе охлаждения торцевых уплотнений не влияет на объемный к.п.д. насоса, так как происходит переток жидкости из полости всасывания насоса в полость всасывания центробежного колеса.

Вместо обычных щелевых уплотнений устанавливают втулку с винтовой нарезкой, которая при вращении вместе с валом насоса создает динамический напор, действующий в сторону, противоположную местоположению камеры уплотнения в соответствии с рисунком 4. В настоящее время в насосах, перекачивающих нефть, нашла применение импеллерная система охлаждения торцевых уплотнений.





$m, h$  – шаг и глубина нарезки;  $b$  – ширина выступов;  $a$  – угол наклона винтовой линии

Рисунок 5 – Винтовой импеллер

Применение подобных динамических уплотнений в насосах, перекачивающих маловязкие нефтепродукты, требует необходимости создания винтовой нарезки как на вращающейся, так и на неподвижной втулках. Устанавливаемая постоянная циркуляция жидкости по этому каналу через камеру уплотнения обеспечивает нужное охлаждение торцевого уплотнения. Внешняя втулка, соединенная с корпусом насоса, имеет предельный проточный канал, сообщающий полость всасывания колеса с камерой уплотнения. В этой системе циркуляция жидкости также не влияет на величину объемного к.п.д. насоса. Импеллер устанавливают вместо щелевого уплотнения в промежутке между камерой торцевого уплотнения и полостью всасывания насоса. Радиальный зазор в соответствии с рисунком 5, обычный для лабиринтных уплотнений, составляет  $0,3 \div 0,6 \text{ мм}$ . Втулка вала имеет винтовую нарезку с размерами:  $m, h$  – шаг и глубина нарезки;  $b$  – ширина выступов;  $a$  – угол наклона винтовой линии.

Расчеты и исследования, проведенные в Уфимском государственном нефтяном техническом университете, показывают, что минимальный расход нефти через полость камеры торцевого уплотнения должен составлять  $2 \div 3 \text{ м}^3/\text{ч}$ . При перекачке нефтепродуктов расход жидкости через полость камеры торцевого уплотнения должен быть увеличен. Количество заходов нарезки не влияет на образываемое импеллером давление, а подача возрастает пропорционально количеству заходов нарезок. Расход зависит от материала трущихся пар, контактного давления в парах, режима работы торцевого уплотнения [4].

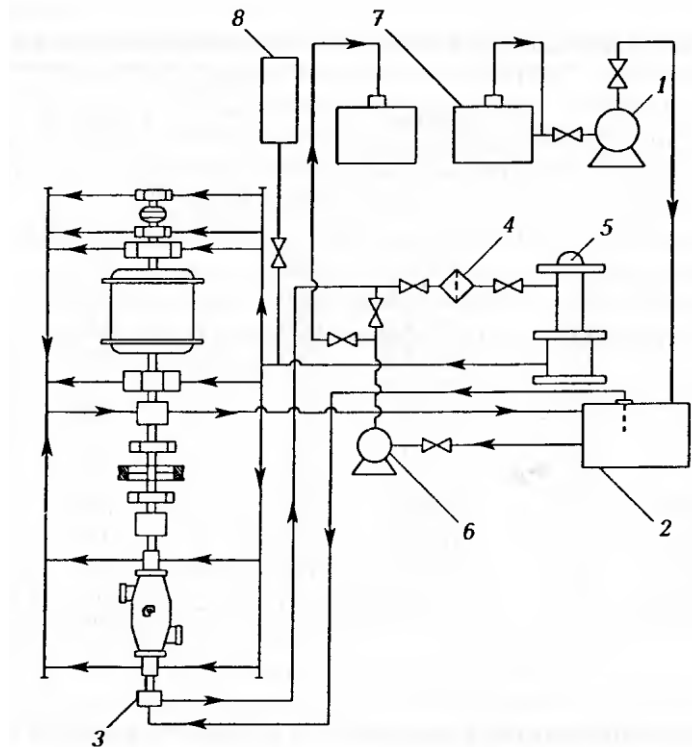
## 7.2 Система смазки и охлаждения подшипников

Основное насосно – силовое оборудование перекачивающих станций имеет принудительную систему смазки в соответствии с рисунком 6. Аккумулирующий бак 8 предназначен для подачи масла при аварийных

ситуациях, например, при остановке насосов в случае выключении электроэнергии. Основной насос 3 подает масло через фильтры 4 и маслоохладитель 5 в маслопроводы, связанные с узлами, требующими смазки (подшипниками), откуда масло возвращается в бак 2. Отработавшее масло насосом 6 перекачивается в емкость 7. С помощью шестеренчатого насоса 1 наполняют маслом бак 2. Техническая характеристика насосов, применяемых в системах смазки и уплотнения насосных агрегатов, приведена в таблице 5.

При вращении шестерен на стороне всасывания создается разрежение, и жидкость под перепадом давления (атмосферного и на всасывании насоса) заполняет полости между зубьями, перемещается в сторону нагнетания и вытесняется в нагнетательный патрубок. Насосы серии Ш, конструктивно масляные насосы представляют собой объемные насосы. Роль рабочего органа выполняют шестерни.

Для привода насосов используют асинхронные короткозамкнутые электродвигатели серии КОМ трехфазного тока во взрывобезопасном исполнении.



1, 6 – насос шестеренчатый; 2 – бак; 3 – основной насос; 4 – фильтр; 5 – маслоохладитель;  
7 – емкость; 8 – аккумулярующий бак

Рисунок 6 – Принципиальная схема системы смазки насосно-силовых агрегатов ГНППС

Таблица 5 – Насосы, используемые в системе маслоснабжения насосных агрегатов

Марка насоса	Подача, $м^3/ч$	Давление нагнетания, МПа	Число оборотов в минуту	Вакууметрическая высота всасывания, м	кпд насоса, %	Мощность, кВт
Ш 20-25 9/6	9	0,6	950	5	43	4
Ш 40-6 18/6	18	0,6	970	5	40	7,5
Ш 80-6 36/6	36	0,6	1000	5	40	10- 17
Ш 120-16 58/6	58	0.6	1000	5	40	12,5-22

Масляный бак – емкость сварной конструкции. На нем смонтированы маслоуказатель, воздушник с сеткой, фланцы для присоединения трубопроводов, щуп для определения уровня первоначальной заливки масла, а также предохранительный клапан.

Маслофильтры состоят из двух одинаковых фильтрующих патронов, которые включены в маслосистему через трехходовые краны. Степень засоренности фильтров можно контролировать манометрами, установленными до и после фильтра. Эти краны дают возможность пропускать масло через оба фильтра или только через один и заменять фильтрационные сетки без выключения агрегата.

Жидкость циркулирует по решетке из латунных трубок, а масло – по межтрубному пространству внутри корпуса. Маслоохладитель представляет собой трубчатый теплообменник. В верхней части маслоохладителя имеются два крана для спуска воздуха из масляной и водяной камер.

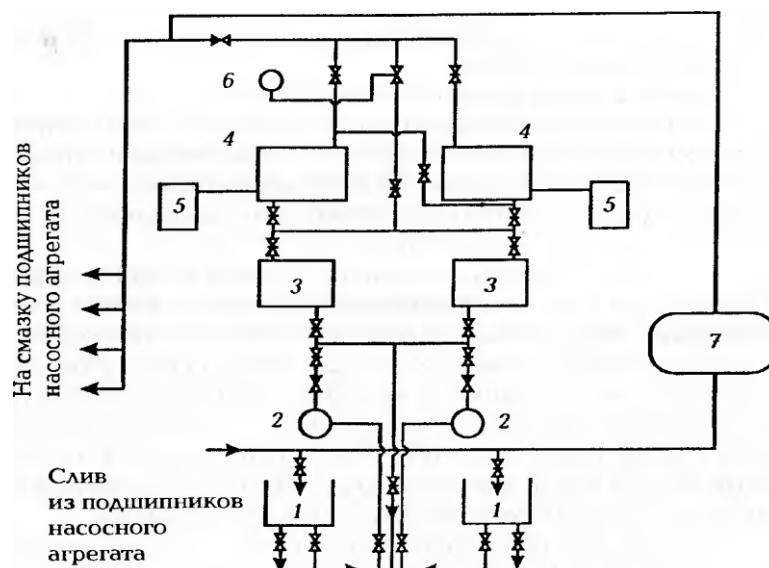
На патрубках входа и выхода масла имеются карманы для термометров.

Всасывающие трубопроводы делают предельно короткими. Масляная коммуникация состоит из напорных и сливных труб, назначенных для подвода и отвода масла. Фланцевые соединения должны обеспечивать надежную герметичность. На напорном масляном трубопроводе перед подшипниками поставлены регулирующие вентили или дроссельные шайбы, которые дают возможность обеспечить нужную подачу масла к подшипникам. После сборки напорную масляную линию испытывают под давлением  $5 \text{ кгс/см}^2$ , а всасывающую – под давлением  $2 \text{ кгс/см}^2$ . Температура подшипников не должна превышать  $60 \text{ }^\circ\text{C}$ . На сливных патрубках подшипников имеются смотровые окна и места для установки термометров. Насосы, маслофильтры и маслобаки установили в обустроенных помещениях, выполнили трассировку маслопроводов с минимальным числом поворотов и без участков, способствующих образованию воздушных пробок. Все эти методы способствовали создать надежное автоматическое включение резерва маслонасосов, снизить пожароопасность и повысить культуру работы

вспомогательного оборудования, исключить попадание масла на статор электродвигателя, обеспечить постоянный напор и расход масла в подшипниках и обеспечить подачу масла к узлам трения для трех одновременно работающих насосных агрегатов в течение 20 мин в случае кратковременного исчезновения напряжения электроэнергии.

В последнее время на НПС нашли широкое распространение аппараты воздушного охлаждения масла. На рисунок

На рисунке 7 показана схема системы маслоснабжения с охлаждением масла воздухом.



1 – бак; 2 – рабочий насос; 3 – фильтры; 4 – воздушные маслоохладители; 5 – центробежный нагнетатель; 6 – терморегулятор; 7 – маслобак

Рисунок 7 – Схема маслоснабжения с воздушным охлаждением масла

Для снабжения насосного агрегата смазкой во время аварийного отключения электроэнергии проектируют маслобак 7 на возвышенности не менее 3 м от оси насосных агрегатов. Из баков 1 масло рабочим насосом 2 подают сквозь фильтры 3 и воздушные маслоохладители 4 по маслопроводам к узлам трения, а отработанное масло самостоятельно протекает к линии слива поступает в маслобаки 1. Обдувая трубный пучок, воздух остужает движущееся по трубкам масло. Воздух в маслоохладитель подают центробежным нагнетателем 5. Температуру остывания масла контролируют и регулируют терморегулятором 6.

Расход и давление масла регулируют методом перезапуска доли жидкости с нагнетания на всасывание по ограждающей линии. На рисунке 7 можно наблюдать, что маслоснабжение выполнено со 100 % запасом, предусмотрена как параллельная, так и последовательная работа воздушных маслоохладителей. Для остывания масла в данной схеме использован отопительный рециркуляционный напольный конструкция СТД-300М в выполнении для воды. Вся поверхность охлаждения 158 м<sup>2</sup>, расход масла 18 м<sup>3</sup>/ч, расход воздуха 30 000 м<sup>3</sup>/ч. Воздух для остывания масла подается

нагнетателем двустороннего всасывания Ц4–70, который смонтирован в одном корпусе с электродвигателем А02–32–4. Конструкция состоит из двух калориферов СТД–4047Б–12, соединенных меж собой поочередно.

Перед пуском маслосистемы совершают очистку напорных и сливных маслопроводов и масляного бака, потом систему наполняют маслом через фильтры.

При неудовлетворительном исследовании масла (на механические примеси) систему освобождают, промывают и потом заливают новым маслом. Расход масла на подшипники насосных агрегатов регулируют методом установки определенного сечения дроссельных шайб по инструкциям, на эксплуатацию насоса и электродвигателя. При использовании вентиля на обводной линии регулируют расход масла в системе. На подводах масла на смазку подшипников насосного агрегата ставят фильтрующие сетки с ячейкой не более 0,08 мм, проверяют количество масла в баке, потом пускают маслонасос. По окончании прокачки системы берут пробу масла из нижней точки маслобака. После окончания прокачки масла сетки, поставленные на подводах масла на смазку подшипников, убирают.

Когда давление в конце масляной магистрали достигнет  $0,7 \text{ кгс/см}^2$ , разрешается включение масляных выключателей электродвигателей насосных агрегатов. Затем приведения НА в рабочее положение выполняют запуск маслонасосов. В процессе работы контролируют температуру масла на выходе из маслоохладителей, она обязана находиться в пределах  $35 - 55 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Не допускается использовать смазку с графитом, не допускается еще большое количество смазки в шарикоподшипниках, так как это приводит к их скорому нагреву. Для смазки трущихся деталей насосных агрегатов используют минеральные масла, которые не должны иметь содержание воды и механические примеси.

Влага усугубляет дееспособность масла создавать на поверхности сплава крепкую масляную пленку. Нередко появление водомасляной смеси, что вызывает поднятие температуры подшипников, завышенный износ узлов и даже приводит к задирам трущихся поверхностей. Влагу увеличивает процесс окисления масла.

Свойства и характеристики смазочного масла определяют по плотности, содержанию воды, вязкости, температуре вспышки и воспламенения, содержанию кислот, смол, золы и примесей твердых веществ.

Температуры вспышки и воспламенения охарактеризовывают испорченность масла и огнеопасность. Ежели пары нагретого масла вспыхивают при поднесении пламени, то эта температура соответствует температуре вспышки. Если нагретое масло горит при поднесении пламени и продолжает потом гореть, эту температуру именуют температурой воспламенения.

Наилучшими числятся такие сорта масла, у которых температура немного воздействует на вязкость. Такие масла разрешено использовать в разных температурных категориях. Для эксплуатации используют масла с температурой застывания не больше 0 °С.

Сорт применяемого масла зависит от типа насоса, критерий его эксплуатации и определяется заводом–изготовителем. Чаще для смазки подшипников насосов и электродвигателей используют турбинное, машинное, авиационное масла, а еще густые консистентные смазки (солидолы и констатины).

Кислоты, смолы, золы и механические примеси вызывают разъедание трущихся поверхностей и ослабляют смазочную способность масла. Кислотное количество масла выражается в миллиграммах на 1 г масла и указывает, насколько миллиграммов щелочи КОН нужно для нейтрализации 1 г масла.

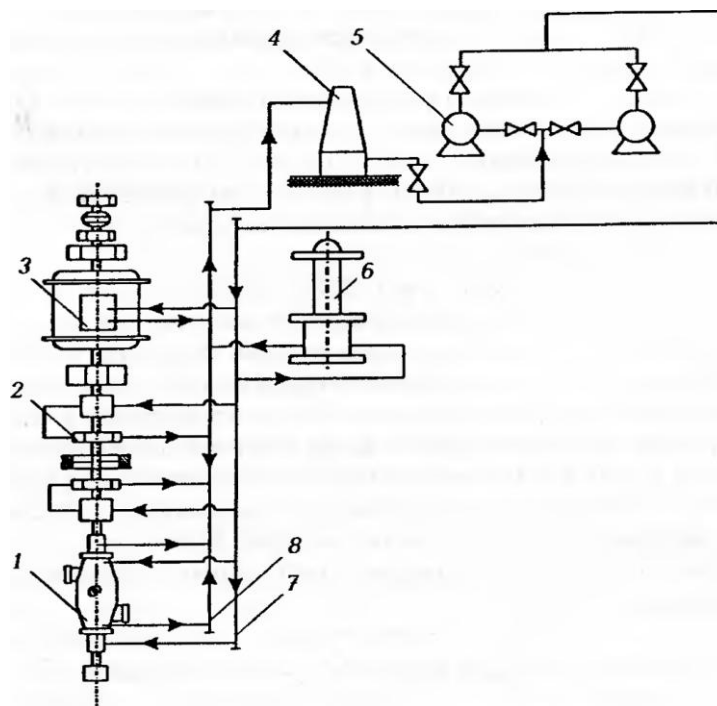
В процессе эксплуатации химические и физические характеристики масла меняются. Вызывается повышение вязкости вследствие испарения легких фракций, увеличивается кислотность от воздействия воздуха и сплава, возрастает количество механических примесей, масло обводняется либо пропитывается нефтепродуктом при попадании их из сальников, системы остывания и др. Такие конфигурации свойств масла понижают его смазочные характеристики и наращивают износ трущихся частей.

Свойство масла временами проверяют в лаборатории. Масло следует сменить, когда количество механических примесей более 1,5 %, количество воды выше 0,25 %, кислотное количество более 1,5 мг КОН на 1 г масла, температура вспышки снижена до 150 °С, количество кокса повысилось до 3 %.

Срок службы масла зависит от его свойства, срока эксплуатации узлов, материала трущихся частей, удельных давлений, температурного режима и объема масла в циркуляционной системе.

Система остывания представлена на рисунке 8. Остывание уплотнений и подшипников главных насосов 1, подшипников промежуточного вала 2, маслоохладителя 6, подшипников и воздухоохладителя электродвигателя 3 выполняется прохладной водой, подаваемой из градирни 4 водяными насосами 5 в нагнетательную линию 7. Отработавшая(нагревшаяся) влага по линии 8 поступает в градирню для остывания. Для системы остывания употребляют преимущественно консольные одноступенчатые насосы, а еще вихревые самовсасывающие насосы типов ЦВС, ВСМ.

Подрядчик для всякой партии масла дает удостоверяющий личность документ с указанием его свойства и соответствия установленному эталону, в противном случае делают лабораторный анализ пробы каждой партии масла. Норму часового расхода масла для каждого типа насоса либо двигателя ставят на основании итогов испытаний.



1 – основной насос; 2 – промежуточный вал; 3 – электродвигатель; 4 – градирня; 5 – водяные насосы; 6 – маслоохладители; 7 – нагнетательная линия; 8 – всасывающая линия

Рисунок 8 – Принципиальная схема системы охлаждения насосно – силовых агрегатов

Жесткость воды характеризуется наличием в ней накипеобразующих солей кальция и магния. Различают временную, постоянную и общую жесткость воды; последняя представляет сумму постоянной и временной жесткости. За единицу измерения жесткости (*мг-экв/л*) принято считать содержание кальция (Ca) или магния (Mg) в 1 л воды.

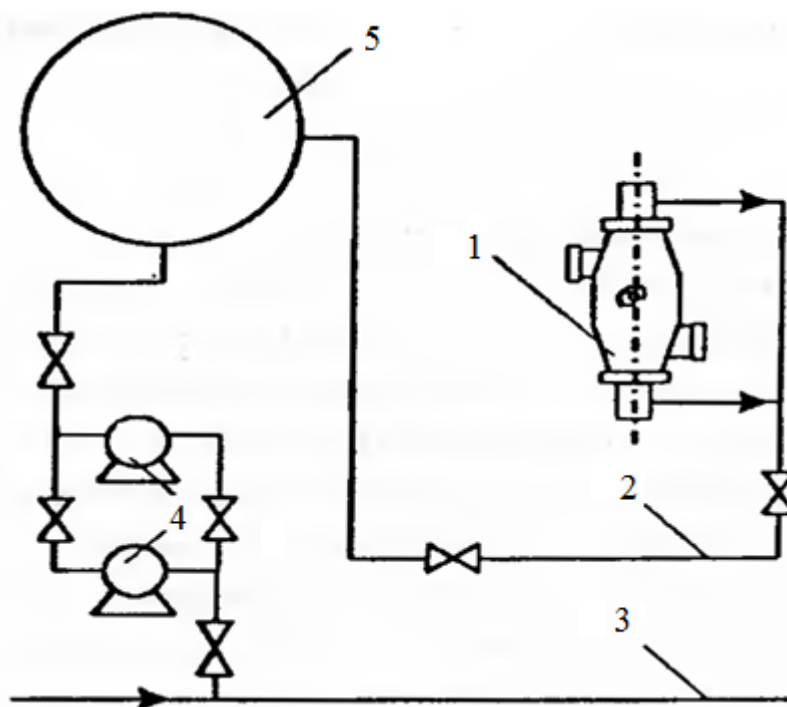
К воде, поступающей для охлаждения насосных агрегатов, предъявляют следующие требования: содержание взвешенных механических примесей должно быть меньше  $25 \text{ мг/л}$  ( $25 \text{ г/м}^3$ ); временная (карбонатная) жесткость должна быть меньше  $3 \text{ мг-экв/л}$ ; допустимое содержание масла – следы. Свободные минеральные и органические кислоты должны отсутствовать.

Полости охлаждения и теплообменные аппараты постепенно засоряются. Сроки и способы очистки зависят от степени загрязнения, жесткости и расхода охлаждающей жидкости, и их указывают в инструкции по эксплуатации, составленной заводом изготовителем.

В некоторых случаях в качестве охлаждающих жидкостей используют нефтепродукты. В таких теплообменных установках раз в смену проверяют воду или масло на наличие в них охлаждающих жидкостей. В случае обнаружения в масле или воде охлаждающей жидкости теплообменник отключают [4].

### 7.3 Система откачки утечек от торцевых уплотнений

Утечки от насоса самотеком поступают в специальный резервуар. При перекачке нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам могут иметь место утечки через концевые уплотнения вала насоса. Величина этих утечек незначительна, а при использовании уплотнений торцевого типа она сведена практически к нулю.



1 – насос; 2 – линия разгрузки; 3 – линия всасывания; 4 – насосы; 5 – резервуар утечек

Рисунок 9 – Схема сбора утечек

Утечки из линии разгрузки 2 насоса 1 в соответствии с рисунком 9 поступают на прием подпорных насосов или в резервуары утечек 5. Большой объем утечек (до  $40 \text{ м}^3/\text{ч}$  с одного насосного агрегата) происходит через линии разгрузки концевых уплотнений. Периодически из резервуара утечек нефть или нефтепродукт закачивают насосами 4 во всасывающую линию 3 магистрального трубопровода.

Для откачки утечек нефтепродуктов используют центробежные насосы типа 4НК–5х1 и 6НК–9х1, многоступенчатые центробежные насосы типа ЦНСН–60–330 и другие агрегаты [4].

### 7.4 Средства контроля и защиты насосного агрегата

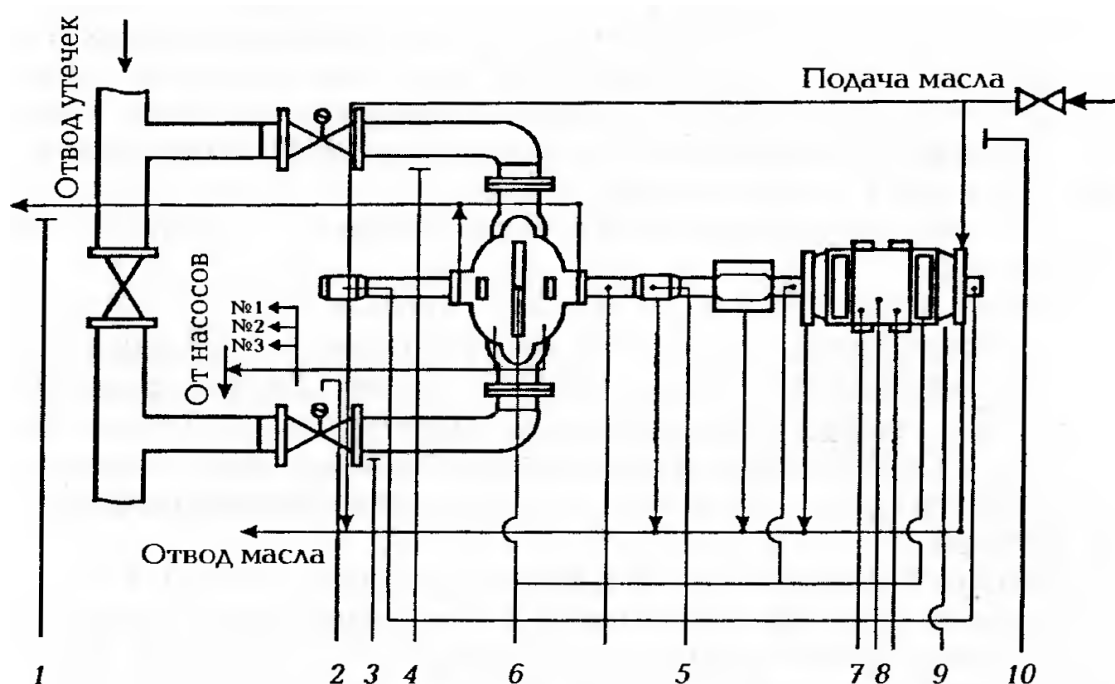
Защита предохраняет насос от вибрации, подшипники агрегата от перегрева и работы насоса в кавитационном режиме, а также от чрезмерной утечки жидкости через уплотнения.



Работа оборудования на высоких скоростях требует бесперебойной подачи смазки и эффективной системы теплового контроля, в соответствии с рисунком 10, узлов с трущимися деталями (подшипников и уплотнений вала насоса, подшипников электродвигателя), а также корпусов насоса и электродвигателя, входящего и выходящего из электродвигателя воздуха. Надежную работу нефтепродуктопроводов обеспечивает защита насосных станций, включающая приборы контроля, защиты и сигнализации, установленные на отдельных агрегатах и вспомогательном оборудовании.

Эксплуатация электродвигателей, продуваемых при избыточном давлении, во взрывоопасных помещениях требует контроля. Сигнализатор падения давления 9 выдает разрешение на включение в работу агрегата.

Падение давления в маслосистеме во время работы агрегата вызывает его остановку. Подача масла контролируется электроконтактным манометром 10, контакты которого включены в пусковые цепи электродвигателей, что предотвращает включение электродвигателя в отсутствие давления в линии смазки. Тепловая защита корпуса 5 насоса предотвращает длительную работу на закрытую задвижку, а контроль входящего и выходящего из электродвигателя воздуха защищает обмотку статора от перегрева (в летнее время) и образования конденсата при низких температурах окружающей среды (зимой).



1 – датчик; 2 – манометр; 3,4 – манометр; 5 – тепловая защита корпуса насоса; 6 – насос; 7 – амперметр; 8 – счетчик числа часов работы агрегатов; 9 – сигнализатор падения давления; 10 – электроконтактный манометр

Рисунок 10 – Схема измерений и автоматической защиты основного насосного агрегата

Вибрацию оснащения в процессе его работы регистрирует вибросигнал 6, который отключает аппаратура при критических значениях вибрации.

Плотность торцевого уплотнения контролирует приёмник 1, который гарантирует оключение в случае резкого роста утечек.

Устройство отчета числа часов работы агрегата 8 служит для равномерной загрузки агрегата, что содействует увеличению межремонтных сроков.

Визуальный контроль за давлением всасывания и нагнетания насосов отслеживают по манометрам 3 и 4. Используют как технические, так и электроконтактные манометры.

Давление в полосе разгрузки контролируют по манометру 2, а нагрузку электродвигателя определяют по амперметру 7.

Контрольно-измерительные приборы (снова получаемые, выпускаемые из ремонта и эксплуатирующиеся)подвергают государственной поверке в поставленные сроки.

Подключению в работу главных агрегатов предшествует запуск вспомогательного оснащения.

В период между поверками механик КИП подвергает приборы внешнему осмотру, эксплуатационным контрольным испытаниям в последующие сроки: эксплуатирующиеся манометры, указатели температуры и остальные приборы – не реже 1 раза в месяц; щитовые(технические)электроизмерительные приборы – не реже 1 раза в 3 месяца.

Все рабочие приборы поверяют в лаборатории не реже, чем 1 раз в 2 года.

Поверка устройств на месте их установки объединяется к определению погрешности показаний на рабочей доли шкалы и правильности возврата стрелки к нужной отметке. Для поверки нулевой точки устройство отключают от измеряемой величины. При поверке рабочей точки синхронно подключают данные приборы. Методом сопоставления показаний расценивают точность работы устройства.

Поверку температурных устройств исполняют при взаимодействии образцовых ртутных термометров либо платинородий–платиновой термопары с переносным потенциометром. Контрольное устройство помещают в точке замера температуры в конкретной близости от чувствительного вещества поверяемого устройства.

Рабочие манометры обязаны мерить давление, наименьшее 2/3 наибольшего давления, указанного на шкале. Рабочие пределы показаний устройств фиксируют на шкале красноватыми рисками.

Наилучшая служба устройств может обеспечена лишь при обеспечении лучших эксплуатационных критериев.

Приборы следует хранить в чистоте. Внутренние детали щитов, задние стороны корпусов устройств и сборки соединительных зажимов временами нужно чистить сжатым воздухом. Внешние детали устройства, панели щитов протирают ветошью, немного пропитанной машинным маслом. Контакты

соединительных зажимов прочищают волосяными щетками. Шерстяные тряпки использовать не рекомендуется вследствие возможной электризации защитного стекла, что может дать погрешность показаниям устройства в следствии погрешности стрелки. При необходимости гайки и болты подтягивают. Регулярно проводят осмотр креплений устройств и проверяют качество зажимов. При надзоре за стрелками показывающих устройств следует наблюдать за степенью их подвижности. Ежели при легком постукивании по стеклу стрелка толчком переходит на новое место, это свидетельствует о заедании в измерительном механизме. Такое устройство нужно направить в ремонт.

Резкое смещение показаний лишь одного из комплекса устройств нередко проистекает в следствии неисправности самого устройства, линии связи и датчика, а не в результате нарушения режима работы оснащения. Опытный рабочий по всем признакам может найти точность работы приборов [4].

### **7.5 Система подачи и подготовки сжатого воздуха**

Предназначается для работы пневмоприводов, устройств контрольно измерительных устройств (КИП) и автоматики. Она является смешанный долею компрессорной. Очистка воздуха выполняется на особых фильтрах, осушка – на автоматизированном аппарате (типа УОВБ-5). Для остывания воздуха следует давать воду в объеме  $0,2 - 0,5 \text{ м}^3/\text{ч}$  с температурой не больше  $20 - 25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Очистку и осушку воздуха нужно исполнять непрерывно во избежание порчи устройств КИП и выхода из строя систем автоматики. Воздух, забираемый компрессорами извне блок-бокса, перед осушкой обязан непосредственно быть охлажден в теплообменниках до температуры  $+30 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Доля потока нефти при этом отправляют в особую безна-порную цистерну. Давление воды в теплообменнике не обязано превосходить  $0,5 \div 0,6 \text{ МПа}$ . Система сглаживания волн давления типа Аркрон 1000, в соответствие с рисунком 11, специализирована для охраны нефтяных трубопроводов от появляющихся крутых волн повышения давления при отключении агрегатов насосных станций магистральных трубопроводов.

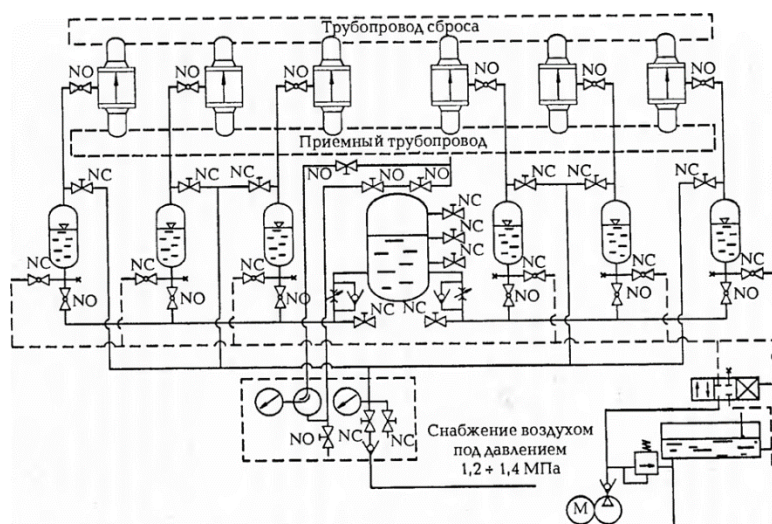
В атмосфере не позволительно присутствие паров нефти во взрывоопасной сосредоточении. Окружающая среда: помещение закрытого типа с температурой  $+5 \div +30 \text{ }^\circ\text{C}$ .

До отключения агрегатов насосной станции и по окончании работы системы «Аркрон 1000» утечки нефти из приемного трубопровода в безнапорную цистерну не проистекает. Сброс создают с плавным поддержанием неизменной скорости повышения давления в данном трубопроводе.

Камера установлена с определенным растяжением. Извне она окружена, при посредстве корпуса и крышек перекрытия, воздушной емкостью, именуемой кожухом. Любой клапан Флексфло состоит из

цилиндрического сердечника, содержащего очень много параллельных щелей, на который натянута гибкая камера. Кожух соответственно подвергнут пневматическому давлению.

Когда давление в кожухе поднимается, камера равномерно приближается к сердечнику и величина потока подвергается дросселированию. Если же давление в кожухе в большей мере меньше давления нефти на входе, то нефть растягивает эластичную камеру до наибольшего внешнего предела корпуса, пропуская нефть через щели сердечника.






NO — нормально открытый клапан; NC — нормально закрытый клапан;  — шаровый клапан;  — вентиль  — дрессельный клапан

Рисунок 11 – Схема системы сглаживания волн давления «АРКРОН-1000»

Кожух клапана Флексфло (для того чтобы он реагировал на повышение давления нефти в защищаемом трубопроводе) подключен к пневматической стороне аккумулятора, снабженного эластичным разделительным пузырем. Другая сторона аккумулятора содержит разделительную жидкость, находящуюся под давлением нефтепровода (в линии коллектора). При нормальном режиме работы аккумулятор открыт, допуская полное давление регулирующего клапана Флексфло. При этом клапан закрыт.

При давлении в кожухе, равном или большем давления нефти на входе, камера плотно обжимает сердечник и сброс нефти прекращается.

Обратный клапан, установленный параллельно с дросселирующим клапаном управления, обеспечивает свободный поток жидкости обратно из цепи аккумулятора. Жидкость в нефтепроводе представляет собой в этом случае сырую нефть, которая может содержать механические примеси или парафин, имеющий тенденцию со временем создавать накопления на проточных поверхностях, изменяя таким образом их рабочие характеристики.

Ограничительное сопло или дросселирующий клапан, находящийся в контрольной цепи, соединяет нефтепровод с аккумулятором таким образом,

чтобы давление в нефтепроводе поднималось быстрее заданной скорости, а перепад, образовавшийся между входом клапана Флексфло и кожухом, был достаточным для расширения дросселирующей камеры. Созданный таким образом радиальный зазор позволяет сбросить излишки нефти в предназначенную для этого безнапорную емкость.

Система состоит из нескольких клапанов Флексфло класса 300, смонтированных на блок–боксе с концами под приварку. Каждый кран контролируется отдельным воздушным аккумулятором.

Во избежание таких накоплений специальная промежуточная система, включающая разделительный бак, частично наполнена этиленгликолем, плотность которого больше плотности нефти, поэтому нефть «плавает» на поверхности разделительной жидкости, не загрязняя контрольную цепь при нормальной работе. Будучи в непосредственном контакте с нефтью, разделительная жидкость постоянно находится под таким же давлением, что и в нефтепроводе.

В систему входят один бак разделительной жидкости, дросселирующие клапаны, резервуар жидкости, насос и комплект коллекторных труб с клапанами и вентилями для настройки перекрытия [4].

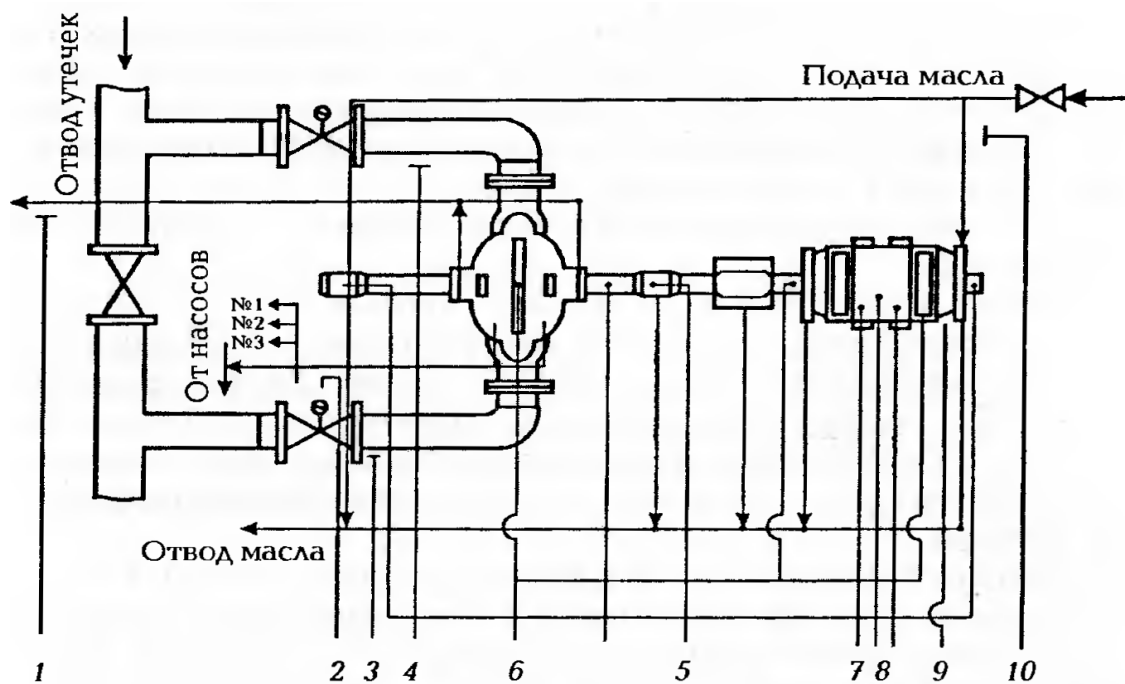
## **7.6 Средства контроля и защиты насосного агрегата**

Безупречную работу нефтепродуктопроводов обеспечивает защита насосных станций, включающая приборы контроля, защиты и сигнализации, установленные на отдельных агрегатах и вспомогательном оборудовании. Защита предохраняет насос от вибрации, подшипники агрегата от перегрева и эксплуатации насоса в кавитационном режиме, а также от чрезвычайной утечки жидкости через уплотнения.

Эксплуатация оборудования на больших скоростях требует бесперебойной подачи смазки и эффективной системы теплового контроля, в соответствии с рисунком 12, узлов с трущимися деталями, а также электродвигателя насоса и основных узлов, входящего и выходящего воздуха из электродвигателя.

Подача масла контролируется электроконтактным манометром 10, контакты которого включены в пусковые цепи электродвигателей, что предотвращает включение электродвигателя в отсутствие давления в линии смазки. Уменьшение давления в маслосистеме во время работы агрегата вызывает его остановку. Тепловая защита корпуса 5 насоса останавливает длительную работу на закрытую задвижку, а контроль входящего и выходящего из электродвигателя воздуха защищает обмотку статора от нагрева (в летнее время) и образования конденсата при низких температурах окружающей среды (зимой).

Эксплуатация электродвигателей, продуваемых при избыточном давлении, во взрывоопасных помещениях требует контроля. Сигнализатор падения давления 9 дает разрешение на включение в работу агрегата.



1 – датчик; 2 – манометр; 3,4 – манометр; 5 – тепловая защита корпуса насоса; 6 – насос; 7 – амперметр; 8 – счетчик числа часов работы агрегатов; 9 – сигнализатор падения давления; 10 – электроконтактный манометр

Рисунок 12 – Схема измерений и автоматической защиты основного насосного агрегата

Плотность торцевого уплотнения контролирует датчик 1, который снабжает защитой в случае резкого увеличения утечек.

Вибрацию оборудования в процессе его работы регистрирует вибросигнал 6, который отключает агрегат при критических значениях вибрации.

Визуальный контроль за давлением всасывания и нагнетания насосов осуществляют по манометрам 3 и 4. Используют как технические, так и электроконтактные манометры.

Устройство подсчета числа часов работы агрегата 8 служит для равномерной загрузки агрегата, что способствует увеличению межремонтных сроков.

Давление в линии разгрузки контролируют по манометру 2, а нагрузку электродвигателя фиксируют по амперметру 7.

Запуску в работу основных агрегатов предшествует запуск вспомогательного оборудования.

Контрольно-измерительные приборы (вновь получаемые, выпускаемые из ремонта и эксплуатирующиеся) подвергают государственной поверке в установленные сроки.

В период между государственными поверками механик КИП подвергает приборы наружному осмотру, эксплуатационным контрольным испытаниям в следующие сроки: эксплуатирующиеся манометры,

термометры и другие приборы – не реже 1 раза в месяц; щитовые (технические) электроизмерительные приборы – не реже 1 раза в 3 месяца.

Все рабочие приборы поверяют в лаборатории не реже, чем 1 раз в 2 года.

Поверка приборов на месте их установки сводится к определению погрешности показаний на рабочей части шкалы и правильности возврата стрелки к нулевой отметке. Для поверки нулевой точки прибор отключают от измеряемой величины. При поверке рабочей точки параллельно подключают образцовые приборы. Путем сравнения показаний оценивают правильность работы прибора.

Поверку температурных приборов выполняют при помощи образцовых ртутных термометров или платинородий–платиновой термопары с переносным потенциометром. Контрольный прибор помещают в точке замера температуры в непосредственной близости от чувствительного элемента поверяемого прибора.

Удовлетворительная работа приборов может быть обеспечена только при создании хороших эксплуатационных условий.

Рабочие манометры должны измерять давление, меньшее  $2/3$  максимального давления, указанного на шкале. Рабочие пределы показаний приборов отмечают на шкале красными рисками.

Приборы следует содержать в образцовой чистоте. Внутренние части щитов, задние стороны корпусов приборов и сборки соединительных зажимов периодически необходимо продувать сжатым воздухом. Контакты соединительных зажимов прочищают волосяными щетками. Лицевые части прибора, панели щитов протирают ветошью, слегка пропитанной машинным маслом. Шерстяные тряпки применять не рекомендуется вследствие возможной электризации защитного стекла, что может исказить показания прибора из-за отклонения стрелки. Систематически проводят осмотр креплений приборов и проверяют надежность зажимов. При необходимости гайки и болты дополнительно подтягивают.

При наблюдении за стрелками показывающих приборов следует обратить внимание на степень их подвижности. Если при легком постукивании по стеклу стрелка толчком переходит на новое показание, это свидетельствует о заедании в измерительном механизме. Такой прибор необходимо сдать в ремонт.

Опытный оператор по многим признакам может определить правильность работы приборов. Резкое отклонение показаний только одного из комплекса приборов часто происходит из-за неисправности самого прибора, линии связи и датчика, а не в результате нарушения режима работы оборудования [4].

## 7.7 Система подачи и подготовки сжатого воздуха

Предназначается для питания пневмоприводов, устройств контрольно измерительных приборов (КИП) и автоматики. Она является составной частью компрессорной. Очистка воздуха осуществляется на специальных фильтрах, осушка – на автоматической установке (типа УОВБ-5). Воздух, забираемый компрессорами снаружи блок-бокса, перед осушкой должен быть охлажден в теплообменниках до температуры  $+ 30\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Для охлаждения воздуха следует подавать воду в объеме  $0,2 - 0,5\text{ м}^3/\text{ч}$  с температурой не более  $20 - 25\text{ }^{\circ}\text{C}$ . Давление воды в теплообменнике не должно превышать  $0,5 \div 0,6\text{ МПа}$ . Очистку и осушку воздуха необходимо осуществлять постоянно во избежание порчи приборов КИП и выхода из строя систем автоматики.

Система сглаживания волн давления типа Аркрон 1000, в соответствии с рисунком 13, предназначена для защиты нефтяных трубопроводов от возникающих крутых волн повышения давления при отключении агрегатов насосных станций магистральных трубопроводов. Часть потока нефти при этом сбрасывают в специальную безнапорную емкость.

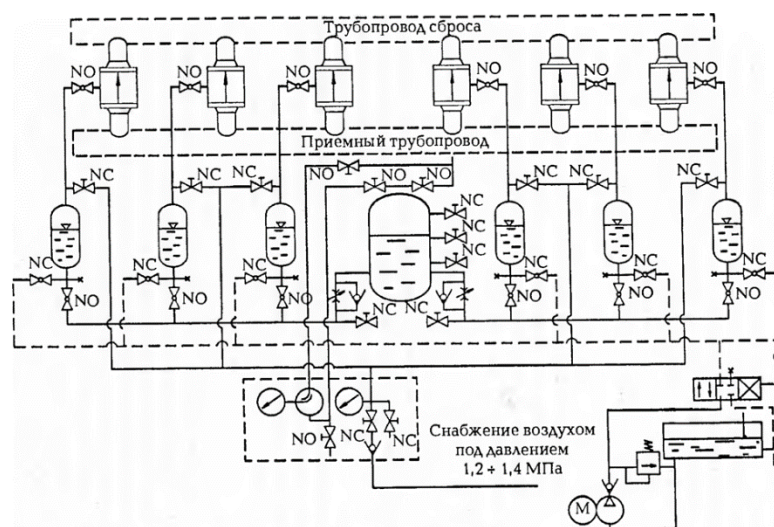
Окружающая среда: закрытое помещение с температурой  $+5 \div +30\text{ }^{\circ}\text{C}$ . В окружающем воздухе не допустимо наличие паров нефти во взрывоопасной концентрации.

Сброс производят с плавным поддержанием постоянной скорости повышения давления в защищаемом трубопроводе. До отключения агрегатов насосной станции и по окончании работы системы «Аркрон 1000» утечки нефти из приемного трубопровода в безнапорную емкость не происходит.

Каждый клапан Флексфло состоит из цилиндрического сердечника, содержащего множество параллельных щелей, на который натянута эластичная камера. Камера установлена с определенным растяжением. Снаружи она окружена, при посредстве корпуса и крышек перекрытия, воздушной емкостью, именуемой кожухом. Кожух обычно находится под пневматическим давлением.

Если давление в кожухе меньше давления нефти на входе, то нефть растягивает эластичную камеру до максимального внешнего предела корпуса, пропуская нефть через щели сердечника. Когда давление в кожухе поднимается, камера постепенно приближается к сердечнику и емкость потока подвергается дросселированию.








NO — нормально открытый клапан; NC — нормально закрытый клапан;  — шаровой клапан;  — вентиль  — дроссельный клапан

Рисунок 13 – Схема системы сглаживания волн давления «АРКРОН-1000»

При давлении в кожухе, равном или большем давления нефти на входе, камера плотно обжимает сердечник и сброс нефти прекращается.

Кожух клапана Флексфло (для того чтобы он реагировал на повышение давления нефти в защищаемом трубопроводе) подключен к пневматической стороне аккумулятора, снабженного эластичным разделительным пузырем. Другая сторона аккумулятора содержит разделительную жидкость, находящуюся под давлением нефтепровода (в линии коллектора). При нормальном режиме работы аккумулятор открыт, допуская полное давление регулирующего клапана Флексфло. При этом клапан закрыт.

Ограничительное сопло или дросселирующий клапан, находящийся в контрольной цепи, соединяет нефтепровод с аккумулятором таким образом, чтобы давление в нефтепроводе поднималось быстрее заданной скорости, а перепад, образовавшийся между входом клапана Флексфло и кожухом, был достаточным для расширения дросселирующей камеры. Созданный таким образом радиальный зазор позволяет сбросить излишки нефти в предназначенную для этого безнапорную емкость.

Обратный клапан, установленный параллельно с дросселирующим клапаном управления, обеспечивает свободный поток жидкости обратно из цепи аккумулятора. Жидкость в нефтепроводе представляет собой в этом случае сырую нефть, которая может содержать механические примеси или парафин, имеющий тенденцию со временем создавать накопления на проточных поверхностях, изменяя таким образом их рабочие характеристики.

Во избежание таких накоплений специальная промежуточная система, включающая разделительный бак, частично наполнена этиленгликолем, плотность которого больше плотности нефти, поэтому нефть «плавает» на поверхности разделительной жидкости, не загрязняя контрольную цепь при нормальной работе. Будучи в непосредственном контакте с нефтью,

разделительная жидкость постоянно находится под таким же давлением, что и в нефтепроводе.

Система состоит из нескольких клапанов Флексфло класса 300, смонтированных на блок–боксе с концами под приварку. Каждый кран контролируется отдельным воздушным аккумулятором.

В систему входят один бак разделительной жидкости, дросселирующие клапаны, резервуар жидкости, насос и комплект коллекторных труб с клапанами и вентилями для настройки перекрытия [4].

## **7.8 Общестроительные работы на перекачивающих станциях**

Разбивочные работы.

До этого как приступить к каким-либо работам, связанным со строительством какого-либо объекта головной насосной станции (ГНС), главные оси и габариты сооружений переносят с чертежей на местность. Работы, выполняемые при этом именуют разбивочными.

Сначала формируют опорную геодезическую сеть, привязанную в горизонтальном и высотном расположении к государственной триангуляционной и нивелирной сети. Опорные точки на строительной площадке закрепляют реперами – бетонными, металлическими либо древесными столбами размерностью 12 ... 15 см и длиной 2 м.

Привязку проекта ГНС к местности исполняют в системе прямоугольных координат. Для этого на генеральный план наносят строительную сетку квадратов, а потом исходя из неё создают разбивку осей построек.

Земельные работы.

В ходе земельных работ на площадках ГНС создают планировку местности, отрывают котлованы под фундаменты построек, копают траншеи для прокладки трубопроводов и инженерных сетей.

Целью планировки местности является выравнивание местности строительной площадки. Эти работы создают с использованием бульдозеров. Ими почва, убртая с бугров, перемещается во впадины. Если срезанного грунта мало для засыпки впадин, то недостающую почву завозят снаружи.

При отрывке котлованов на строительстве ГНС употребляют две схемы исполнения работ: разработку отдельных котлованов (под фундаменты стен, колонн, агрегатов) и приспособление общего котлована сразу под все сооружение с тем, чтоб разрешено было исполнить все работы нулевого цикла, а потом свободное место зарыть.

Первую схему используют, когда размер подземного строительства невелик либо когда на строительной площадке недостает землеройных машин достаточной мощности.

Существенно распространена на строительстве ГНС вторая методика. Для разработки грунта в этом случае используют одноковшовые экскаваторы с прямой и обратной лопатой. В легких грунтах для разработки котлованов используют бульдозеры.

Для охраны мест процесса земельных работ от притока ливневых и талых вод устраивают дренажные каналы. С целью предотвращения притока грунтовых вод вслед за тем, в каком месте их степень высока, прибегают к местному водопонижению. Для этого вокруг котлованов отрывают дренажные траншеи либо колодцы, а еще монтируют иглофильтровые установки либо строят трубчатые колодцы с глубинными насосами.

Бетонные работы.

В ходе бетонных работ делаются фундаменты под строения, сооружения и оснащение на ГНС.

По виду работы их разрешено подразделить на две главные группы: фундаменты под статические перегрузки и фундаменты под динамические перегрузки.

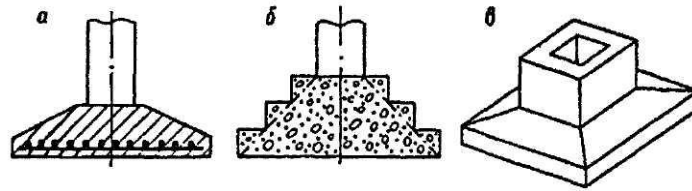
Фундаменты первой группы строят под стены построек, колонны, стойки, отдельно стоящие колонны, стенки резервуаров и т. п. Их главное предназначение – принимать расчетную нагрузку и умеренно делить её действие на почву. Не считая того, что осадка не обязана превосходить расчетной величины.

Под статические перегрузки строят одиночные, ленточные и свайные фундаменты.

Одиночные фундаменты используют под одиночные сосредоточенные перегрузки (колонны, мачты, опоры). Жалуют их из бетона, железобетона либо бутобетона. Фундамент в плане обладает формой параллелепипеда. При необходимости под опорой в центре фундамента делается выемка требуемых размеров, в соответствии с рисунком 14.

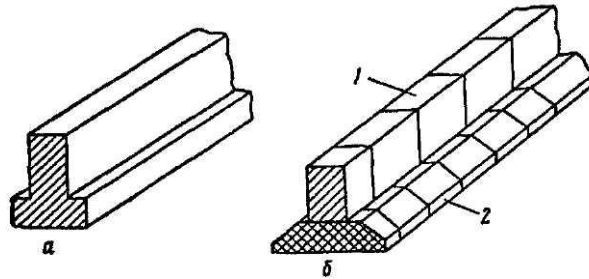
Ленточные (непрерывные) фундаменты устраивают под линейно распределенные перегрузки (стены построек). Такие фундаменты бывают монолитными и сборными (рис. 15). Их используют при глубине заложения не больше чем 4 м.

Свайные фундаменты в целом подешевле остальных и потому употребляются довольно обширно. В обязательном порядке их устраивают под строения и сооружения, сооружаемые на не прочном либо на просадочных грунтах, когда крепкая почва располагаться на большей глубине, в соответствии с рисунком 16. Сваи воспринимают нагрузку от сооружений и передают её на твердую почву. По методу погружения распознают сваи забивные (погружаемые в почву при поддержке вибро-либо дизель-молота) и набивные (производимые на месте).



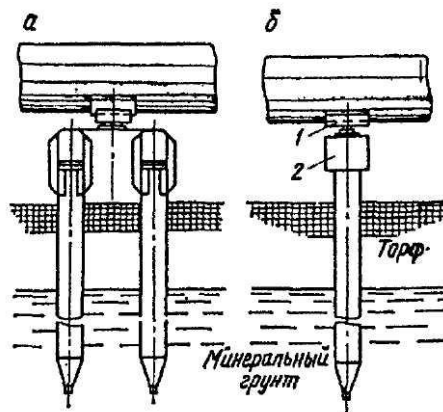
а – железобетонный; б – бетонный, изготавливаемый на месте установки; в – заводского изготовления

Рисунок 14 – Одиночные фундаменты



а – монолитный; б – сборный; 1 – стеновой блок; 2 – блок-подушка

Рисунок 15 – Ленточный фундамент



а – шарнирная; б – скользящая; 1 – металлическая опорная подушка; 2 – сборная железобетонная насадка

Рисунок 16 – Схема свайной опоры

Плюсами свайных фундаментов является простота их устройства и вероятность отдавать перегрузки от сооружений на глубокие слои почвы без копания котлованов. Помимо этого, благодаря свайным фундаментам удастся убрать тепловые действия построек и сооружений на вечномёрзлые грунты.

Глубину заложения фундамента назначают ниже глубины промерзания грунта.

Под насосы, компрессоры, газотурбинные установки и иное оснащение с подвижными элементами строят фундаменты, рассчитанные не только на

статическую, однако и на динамическую нагрузку. Фундаменты предоставленного типа могут быть массивные и рамные. Их общий вид приведен на рисунке 17.

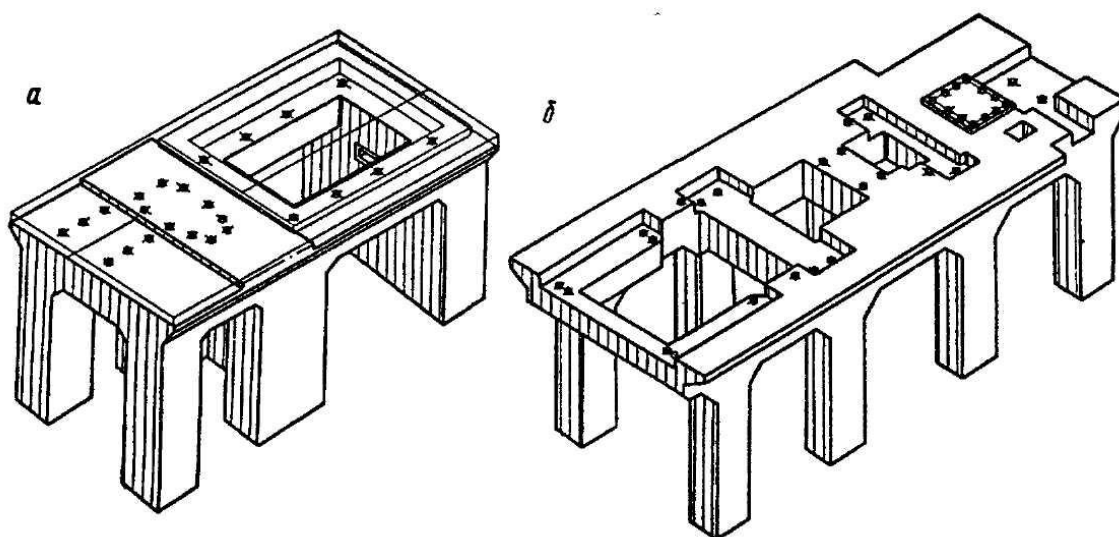
При сооружении фундаментов под динамические перегрузки нужно сделать ряд требований. Этак, фундамент под перекачивающую конструкцию (насос и электродвигатель, нагнетатель и газовую турбину и т. п.) обязан быть всеобщим. Фундамент агрегата не обязан жестко объединяться со стенками строения и фундаментом под их.

Главным материалом для устройства фундаментов является бетон – ненастоящий камень, получаемый при затвердевании смеси из вяжущего компонента (минералит), воды и заполнителей (песок, щебень, гравий и т. д.). Для роста прочности бетонных изделий в их до помещают железную арматуру (железобетон). Убавление расхода бетона достигается при применении в качестве наполнителя естественного кремня одинаковой с бетоном прочности (бутобетон).

Устройство фундамента наступает с разбивки его осей и контуров. Последующая операция – приспособление опалубки. Как полагается, для этого применяют обрезающую древесину, строганную с одной стороны.

Входе установки опалубки фундамента сваривают и ставят арматурную основу, а еще анкерные болты (под оснащение). Дальше в опалубку загружают бетонную смесь слоями 20 ... 30 см с обязательным уплотнением вибраторами. Интервал меж укладкой слоев бетона не обязан превосходить 2 ч.

В настоящее время для производства фундаментов под статическую нагрузку все просторнее употребляются железобетонные изделия (блоки разного размера).



а – с электроприводом; б – с газотурбинным приводом

Рисунок 17 – Фундаменты под компрессорные агрегаты

Монтажные работы по сооружению зданий.

Строения насосных и компрессорных цехов, приведены на рисунке 18, состоят из следующих частей и узлов: колонн, стен, подкрановых балок и покрытия.

Колонны являются главными несущими элементами каркаса промышленных построек ГНС. Как следствие, они бывают железобетонными. В отдельных вариантах используются железные колонны.

Стены построек цехов чаще всего делаются из железобетонных и асбоцементных панелей, которые крепятся к колоннам сваркой. Стены из панелей не являются несущими и полезной давления от веса остальных построек не воспринимают. Кирпичная же стена может быть несущей.

Подкрановые балки являются составными элементами каркаса строения, а еще по ним укладывают пути для мостового крана. Подкрановые балки производят, в основном, из обычного либо усиленного железобетона, реже из сплава.

Покрытие насосных и компрессорных цехов выполняется из железобетонных панелей и плит. Они укладываются на балки и фермы, те в свою очередь опираются на колонны либо на несущие стены.

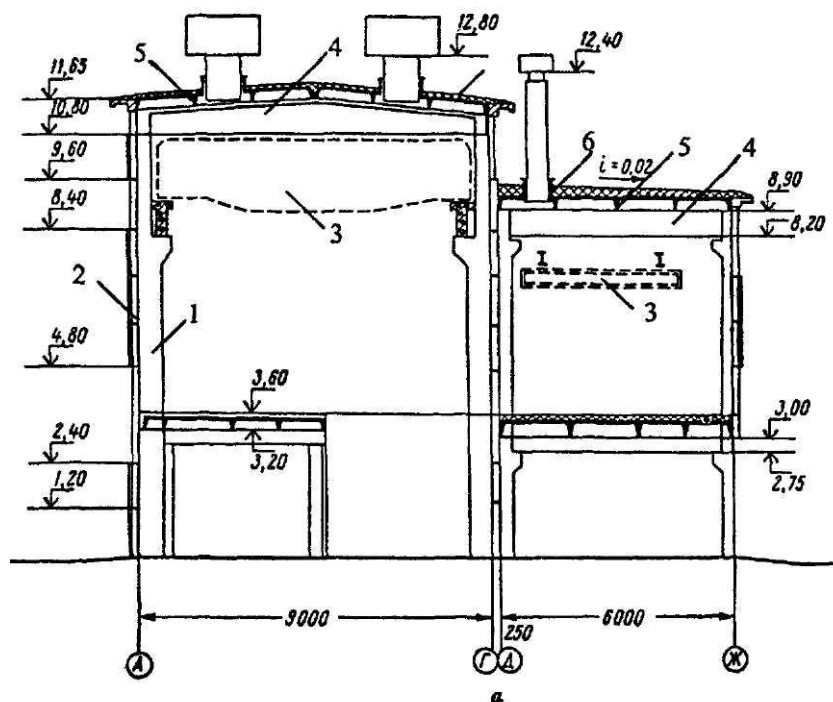
В процессе монтажа построек поначалу ставят, выверяют и замоноличивают колонны. Потом строят цокольную часть стен из больших бетонных блоков либо кирпича. Затем монтируют панели, на две границы которых для снабжения изоляции швов наклеены прокладки из пороизола, пенопласта либо губчатой валиковой резины размерностью 30 мм. Завершаются монтажные работы крепежом балок и ферм, а еще плит перекрытия.

Приспособление кровли.

При устройстве кровли поверх железобетонных плит исполняют цементную и асфальтобетонную стяжки, а потом наклеивают рубероид.

Предназначение стяжек – выравнивание поверхности кровли и созданию водоизоляционного слоя. Толщина стяжки от 10 до 30 мм.

Перед наклейкой рубероида поверхность стяжки покрывают грунтовочным составом (40 ... 50 % масла зеленоватого и 60 ... 50 % битума БНИ–IV по весу). Рубероид наклеивают на битумную мастику [10].



1 – колонна; 2 – стена; 3 – подкрановая балка; 4 – ферма; 5 – железобетонные панели или плиты; 6 – гидроизоляционный слой.

Рисунок 18 – Разрез насосного цеха

## 8 Расчет единовременных затрат на строительство головной нефтепродуктоперекачивающей станции

Для строительства головной нефтепродуктоперекачивающей станции необходимо нижеследующее оборудование.

Таблица 6 – Затраты на оборудование для строительства головной нефтепродуктоперекачивающей станции

Наименование	Кол-во, шт.	Общая стоимость, тыс.руб.	Источник цен
Насосы НМ 1250-260	4	186000	<a href="http://ekb.pulscen.ru/products/nasos_nm_7000_210_1_1335716">http://ekb.pulscen.ru/products/nasos_nm_7000_210_1_1335716</a>
Насосы НПВ 1250-60	2	100000	<a href="http://ekat.allgorod.ru/tovarhit/nasosyi-neftyanyie-npv/1">http://ekat.allgorod.ru/tovarhit/nasosyi-neftyanyie-npv/1</a>
Технологические трубопроводы		100500	
Резервуары хранения нефти	6	6000000	с инета за один от 2000 до 5000, взяла 2000
Резервуары хранения пожарной воды	7	1000000	(с инета за один от 2000 до 5000, взяла 2000)

Окончание таблицы 6

Наименование	Кол-во, шт.	Общая стоимость, тыс.руб.	Источник цен
Площадка узлов предохранительных клапанов		806055	
Энергоблок технологической насосной		520359	
Административное здание		601111	
Здание технологической насосной		944759	
Жилой модуль		555180	
Химико-аналитическая лаборатория		887764	<a href="http://zakupki.rosneft.ru/node/108088">http://zakupki.rosneft.ru/node/108088</a>
Пожарный пост		10000	<a href="http://www.unfire01.ru/po-zharnyj-magazin/product/modulnyi-stacionarnyi-pozharnyi-post-vodopad.html">http://www.unfire01.ru/po-zharnyj-magazin/product/modulnyi-stacionarnyi-pozharnyi-post-vodopad.html</a>
<b>Итого</b>		11901726	

К единовременным затратам относится: закупка оборудования и его монтаж.

Стоимость оборудования: 11901726 тыс.р.

Стоимость монтажных работ примем 25 % от стоимости оборудования:

$$11901726 \cdot 25 \% = 2975432 \text{ тыс.р}$$

Итого единовременных затрат:

$$11901726 + 2975432 = 14877158 \text{ тыс.р}$$

Единовременные затраты представлены на рисунке 19.



## Единовременные затраты на строительство головной нефтепродуктоперекачивающей станции

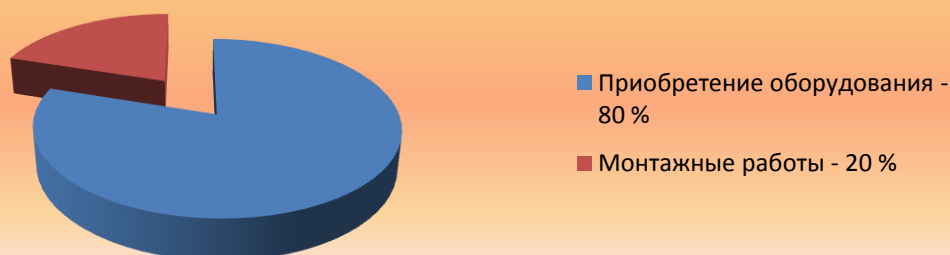


Рисунок 19 – Единовременные затраты на строительство головной нефтепродуктоперекачивающей станции

### 8.1 Расчет эксплуатационных затрат на обслуживание установленного оборудования

К эксплуатационным затратам относятся:

- текущий ремонт;
- заработная плата;
- страховые взносы;
- дополнительный фонд оплаты труда;
- вспомогательные материалы;
- амортизационные отчисления.

$$\Phi_{\text{соц.отч.}} = \Phi_{\text{ОТ}} \cdot 30\% , \quad (10)$$

где  $\Phi_{\text{ОТ}}$  – фонд оплаты труда.

$$\Phi_{\text{соц.отч.}} = \Phi_{\text{соц.страх.}} + \Phi_{\text{мед.страх.}} + \Phi_{\text{пенс.фонд}} , \quad (11)$$

$$\Phi_{\text{пенс.фонд.}} = \Phi_{\text{ОТ}} \cdot 22\% , \quad (12)$$

$$\Phi_{\text{мед.страх.}} = \Phi_{\text{ОТ}} \cdot 5,1\% , \quad (13)$$

$$\Phi_{\text{соц.страх.}} = \Phi_{\text{ОТ}} \cdot 2,9\% . \quad (14)$$

Затраты на текущий ремонт примем 10% от стоимости оборудования:

$$11901726 \cdot 10\% = 1190172,6 \text{ тыс.р.}$$

Заработная плата работников: 50000 тыс.р.

Страховые взносы составляют 30 % от оплаты труда:

$$50000 \cdot 30 \% = 15000 \text{ тыс.р.}$$

Дополнительный фонд оплаты труда – 15 % от зарплаты:

$$50000 \cdot 15 \% = 7500 \text{ тыс.р.}$$

Вспомогательные материалы – 2,7 % от оплаты труда:

$$50000 \cdot 2,7 \% = 1350 \text{ тыс.р.}$$

Амортизационные отчисления определяются по формуле 15:

$$\text{Ам.отч.} = \text{Сос} \times \text{На} : 100, \quad (15)$$

где Сос – первоначальная стоимость основного средства, тыс.руб.;  
На – годовая норма амортизационных отчислений, %.

$$\text{На} = 100 : \text{Срок службы в годах.} \quad (16)$$

Для насосов:

$$\text{Ам.от.} = (186000 + 100000) \cdot 15 : 100 = 402000 \text{ тыс.р.}$$

Для резервуаров:

$$\text{Ам.от.} = (6000000 + 1000000) \cdot 15 : 100 = 1050000 \text{ тыс.р.}$$

Для технологических трубопроводов:

$$\text{Ам.от.} = 100500 \cdot 15 : 100 = 670000 \text{ тыс.р.}$$

Итого:

$$\text{Ам.от} = 402000 + 1050000 + 670000 = 2122000 \text{ тыс.р.}$$

Итого эксплуатационных затрат:

$$1190172,6 + 50000 + 15000 + 7500 + 1350 + 2122000 = 3386022,6 \text{ тыс.р.}$$

Эксплуатационные затраты представлены на рисунке 20.



Рисунок 20 – Эксплуатационные затраты на обслуживание установленного оборудования

Итого единовременных и эксплуатационных затрат:

$$14877158 + 3386022,6 = 18263180,6 \text{ тыс.р.}$$

Единовременные и эксплуатационные затраты представлены на рисунке 21.



Рисунок 21 – Единовременные и эксплуатационные затраты

Насосное оборудование, располагающееся в технологической насосной, непосредственно отвечает за перекачивание товарной нефти по магистральному трубопроводу. Технологическая насосная нефти состоит из четырех магистральных насосных (один из которых – резервный)

НМ 1250-260 и двух подпорных насосных агрегатов (один из которых – резервный) НПВ 1260-60.

Подпорный насос предназначен для создания необходимого на входе основного (магистрального) насоса напора, обеспечивающего его бескавитационную работу.

Технические характеристики насосного агрегата НМ 1250-260  $Q_{ном} = 1260 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $H = 260 \text{ м}$ ; насосного агрегата НПВ 1250-60  $Q_{ном} 1250 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $H = 60 \text{ м}$ .

На фильтрах-грязеуловителях нефть очищается от механических примесей, парафино-смолистых отложений и посторонних предметов.

Узел предохранительных клапанов предназначен для защиты технологических трубопроводов и арматуры резервуарного парка от превышения давления и аварийного сброса в случае его резкого увеличения.

Запас воды на нужды пожаротушения и охлаждения резервуаров хранится в восьми стальных вертикальных резервуарах хранения пожарной воды.

Химико-аналитическая лаборатория предназначена для контроля показателей качества нефти при приемо-сдаточных испытаниях, воды для питьевых нужд, атмосферного воздуха рабочей зоны, а также для мониторинга окружающей среды – контроля атмосферного воздуха, поверхностных вод, донных отложений, подземных вод и почвы.

Караул пожарной дружины и пожарный автотранспорт базируется на пожарном посту. Пожарные несут постоянное дежурство и находятся в боевой готовности.

Сотрудники компании «Транснефть» и обслуживающий персонал проживают в жилищно-бытовом комплексе. Административный корпус является местом проведения автоматизированного технологического процесса и руководящих управленческих решений.

## **9 Безопасность и экологичность**

Нефтегазовый сектор представляет собой совокупность опасных производственных объектов: повышенного риска, взрыво- и пожароопасности.

Специфика отрасли – работа с легко воспламеняющимися жидкостями, летучими углеводородами, подверженными взрывам и воспламенению при нарушении техники безопасности, требований технологического процесса и производственной дисциплины.

Изучение и решение проблем, связанных с обеспечением здоровых и безопасных условий труда, и сохранение окружающей среды – одна из наиболее важных задач при разработке новых технологий и систем производства.

Изучение и выявление возможных причин производственных несчастных случаев, профессиональных заболеваний, аварий, взрывов,

пожаров, и разработка мероприятий и требований, направленных на устранение этих причин, позволяют создать безопасные и благоприятные условия для труда.

### **9.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ**

Основными видами работ на Воскресенской головной станции являются: транспортировка нефтепродуктов, устранение неполадок, протечек, засоров технологических трубопроводов, ремонт и обслуживание нефтяного оборудования.

Основными потенциально опасными и вредными факторами при производстве работ являются:

- повышенная загазованность рабочей зоны;
- повышенный уровень вибрации;
- повышенный уровень шума;
- физические перегрузки;
- биологические (клещи, гнус и др.) [11].

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда [12].

### **9.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ**

ГНППС «Прибой» расположена в Волжском районе Самарской области и находится в III (II) климатическом регионе со средней температурой – 9,7 °С, средней скоростью ветра 5,6 м/с.

Самарская область находится в поясе континентального климата умеренных широт с характерными вторжениями арктического и тропического воздуха. Безморозный период в долине Волги в среднем продолжается 159 дней, с 29 апреля по 4 октября. Средняя температура самого теплого месяца в году (июля) от 20,1 до 20,7 °С, а самого холодного (января) – от -10,9 до -13,8 °С. На территории области выпадает в год 500 мм осадков. Неравномерность поступления осадков приводит к довольно частой повторяемости засух и периодов затяжных осадков. Засухи наиболее часты во второй и третьей декадах мая и первой декаде июня, затяжные осадки чаще всего в январе и первой и второй декадах февраля, а также во второй половине октября, первой декаде ноября [13].

В зимнее время работники должны быть обеспечены спецодеждой, удерживающей тепло. Для обогрева персонала имеются вспомогательные помещения, оборудованные центральным отоплением и вентиляцией.

В летнее время производственные и вспомогательные помещения оснащаются противомоскитными сетками, спиралями и т.д., работники обеспечиваются средствами против насекомых [14].

Перекачка нефтепродуктов происходит круглогодично.

Основные функции оператор выполняет в производственном помещении, 3 – 4 раза за смену производит мониторинг оборудования, расположенного на территории станции.

Работы соответствуют категории физических работ средней тяжести (категория IIб) – работы с интенсивностью энергозатрат 201 – 250 ккал/час, связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением [15].

Параметры микроклимата в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 7 [16].

Таблица 7 – Оптимальные и допустимые параметры микроклимата в воздухе в рабочей зоны

Период года	Температура воздуха, °С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
	оптим.	доп.	оптим.	доп.	оптим.	доп.
Холодный	17-19	13-21	40-60	75	0,2	0,4
Теплый	20-22	15-27	40-60	70 (при 25 °С)	0,3	0,4

### 9.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования

Территория станции имеет автомобильные дороги, пожарные проезды и выезды на дороги общего пользования. Для обеспечения безопасного проезда все дороги и проезды следует содержать в исправности, своевременно ремонтировать, в зимнее время очищать от снега, в темное время суток освещать. Территорию склада ГСМ необходимо содержать в чистоте и порядке. Не допускается засорение территорий и скопление на них мусора [17].

Конструкция рабочего места, помещения операторской, его размеры и взаимное расположение элементов (органов управления, средств отображения информации, вспомогательного оборудования) должны обеспечивать безопасность при использовании производственного оборудования по назначению, при техническом обслуживании, ремонте и уборке, а также соответствовать эргономическим требованиям.

Размеры рабочего места и размещение его элементов должны обеспечивать выполнение рабочих операций в удобных рабочих позах и не затруднять движений работающего.

Каждый рабочий насос расположен на отдельной стойке-подставке, приборы термоокисления и термостатирования смазочных материалов установлены в вытяжных боксах, по причине испарения масляных фракций.

При эксплуатации и ремонте объектов ГНППС может быть недостаточная освещенность рабочей зоны. Для решения этой проблемы персонал должен иметь переносные световые приборы, фонари с аккумуляторной батареей [18].

Для насосного цеха необходимо использовать светильники в пожаровзрывоопасном исполнении. Освещение установок осуществляется светильниками ВЗГ-200НМ. Уровень освещенности не менее 200 лк [19].

При обслуживании насосного цеха фиксируется повышенный уровень шума. Допустимые уровни звукового давления на постоянных рабочих местах не должны превышать 65 Дб, в соответствии с этими требованиями небольшие агрегаты (вентиляторы и т.п.) устанавливаются на виброопоры, магистральные насосные агрегаты и трубопроводы к ним устанавливаются на виброизолирующие компенсирующие опоры [20].

Установлен III класс опасности вредных веществ, ПДК в воздухе рабочей зоны не более 300 мг/м<sup>3</sup> [21].

Воздействие нефтепродуктов на организм возможно путем вдыхания их паров, а также через кожу. Нефть и получаемые из нее продукты могут вызывать острые и хронические отравления, а также поражения кожных покровов. Острые отравления могут вызываться как сернистыми соединениями нефти, так и высокими концентрациями углеводородов. Длительное воздействие многосернистой нефтепродуктов может вызвать хроническое отравление.

#### **9.4 Обеспечение безопасности технологического процесса**

На головной станции хранятся и перекачиваются нефтепродукты. При заполнении и опорожнении резервуаров в результате больших и малых дыханий в воздух могут попадать пары нефтепродуктов, которые пагубно влияют на здоровье человека, вызывая головные боли и головокружения, общую слабость, приступы кашля и потерю сознания.

Пары бензина относятся к 4 классу опасности. Для контроля ПДК в течение смены с помощью газоанализаторов производится отбор проб с периодичностью в 4 часа. Газоанализаторы для контроля воздушной среды должны иметь взрывозащищенное исполнение [22].

На электрооборудовании должен быть указан уровень взрывозащиты не ниже II группы. Электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению [23].

Молниезащита зданий и сооружений нефтебазы от прямых ударов молнии и вторичных ее проявлений осуществляется отдельно стоящими молниеприемниками, подсоединенными к наружному контуру заземления нефтебазы.

Ввиду частых гроз и повышенного электростатического напряжения на всех резервуарах нефтебазы установлены молниеотводы, объединенные в общую систему молниезащиты.

## **9.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

Перекачивание нефти по магистральным нефтепроводам является непрерывным технологическим процессом, поэтому помещение насосной и резервуарный парк представляют высокую взрывопожарную опасность.

Причины и источники пажара на ГНППС могут быть вызваны утечкой нефтепродуктов, неисправностью оборудования, короткого замыкания, повышенной загазованностью и т.д.

По взрывопожарной и пожарной опасности резервуары относятся к категории А (повышенная взрывопожароопасность).

Для обеспечения пожарной безопасности в резервуарном парке установлены системы водяного охлаждения и автоматические системы пожаротушения (АУПТ). Дополнительно рекомендуется установить по периметру резервуарного парка звуковую сигнализацию, информирующую о возникновении пожара, в рабочих помещениях разместить информационные знаки и планы эвакуации [24].

Помещение насосной относится к категории А помещений повышенной взрывопожарной опасности. Насосные станции должны быть оборудованы принудительной приточно-вытяжной и аварийной вентиляцией, стационарными средствами пожаротушения, а также стационарными или переносными грузоподъемными устройствами. Все агрегаты специального назначения должны быть во взрывобезопасном исполнении, оснащаться аварийной световой и звуковой сигнализацией, переговорным устройством и системой освещения [25].

На станции должны быть размещены в доступных местах первичные средства пожаротушения: пожарный щит, песок и земля, огнетушитель, лопата (штыковая и совковая), пожарный водоем [26].

## **9.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

Возможные аварийные ситуации на нефтеперекачивающей станции (НПС), квалифицируемые как «отказ»:

- аварийная остановка агрегата или НПС вследствие неисправности основного механо-технологического и энергетического оборудования, автоматической системы управления и вспомогательных систем;
- неисправность оборудования, приведшая к переводу, какой-либо системы из автоматического режима управления в кнопочный режим управления.

Возможные аварийные ситуации на НПС, квалифицируемые как «повреждение»:

- повышенная загазованность (более 10 мин) в насосном зале или аварийная загазованность на объектах НПС, вызванная порывом трубопроводов или нарушением герметичности технологического оборудования;



- выход нефти на территории НПС, вызванный порывом трубопроводов или нарушением герметичности технологического оборудования.

Возможные аварийные ситуации на НПС, квалифицируемые как «авария»:

- неисправность технологического оборудования, приведшая к смертельному травматизму или к травматизму с потерей трудоспособности;

- взрыв или пожар на объектах НПС.

Перечень возможных аварийных ситуаций на НПС

- неисправность технологического оборудования, приведшая к травматизму с потерей трудоспособности одного из членов персонала

- пожар в насосном зале, в КРД, в электростанции, в РП

- аварийная загазованность в насосном зале

- выход нефти в насосном зале

- исчезновение питания на основном и резервном вводе электропитания, приведшая к аварийной остановке НПС;

- снижение давления в трубопроводе до  $0,5 \text{ кг/см}^2$ ;

- повышение давления в трубопроводе до  $2 \text{ кг/см}^2$

Сооружения нефтебазы относятся к IV группе по ГО [27].

В обычной смене численность работников составляет 4 человека. Наибольшая смена по числу работников составляет 8 человек.

Персонал нефтебазы полностью обеспечен индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

## 9.7 Экологичность проекта

Отходы, образующиеся при эксплуатации и ремонте резервуаров и магистрального нефтепровода, подлежат:

- вывозу в места временного складирования, согласованные с органами экологического контроля;

- утилизации на имеющихся собственных установках или на установках других предприятий;

- складированию на полигонах и в местах организованного хранения.

Объекты временного и длительного хранения отходов должны соответствовать санитарно-эпидемиологическим требованиям гигиенических норм в воздухе рабочей зоны.

Очистку сточных вод осуществляют на очистных сооружениях. Для очистки сточных вод от нефтепродуктов применяются флотационные установки и нефтеловушки. Очистку хозяйственных бытовых отходов осуществляют биологическим методом [28].

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проделав данную работу была спроектирована промежуточная нефтепродуктоперекачивающая станция «Прибой» на участке магистрального нефтепродуктопровода «Воскресенка – Самара – Волгоград», а также предложена конструкция по регулированию напора и расхода. Для достижения поставленных задач были произведены расчеты по подбору нефтеперекачивающего оборудования, выбор схемы перекачки, выбор соединения НА в насосном цехе. Проведена оценка экономической эффективности проекта и его безопасности жизнедеятельности. Было выявлено, что на трассе МНПП «Воскресенка – Самара – Волгоград» поставлена одна НПС, оптимальным НА служит НМ 1250-260, в «Прибой» схема перекачки на данном участке МНПП является «из насоса в насос», наиболее выгодное соединение НА «последовательное».

В результате экономического расчета было выявлено, что экономический эффект от реализации проекта в денежном эквиваленте состави 18263180,6 рубля.

В результате оценки безопасности жизнедеятельности было установлено, что помещение насосного цеха относится к категории В–1, категория производства А по взрывопожарной и пожарной опасности. А участок по ремонту электроцентробежных насосов относится к II категории молниезащиты объектов с зоной защиты Б, имеющий степень надежности 95 %.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В данной выпускной квалификационной работе применены следующие сокращения:

НПС – промежуточная нефтеперекачивающая станция

МН – магистральный нефтепровод

МНПП – магистральный нефтепродуктопровод

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

ППС – промежуточная перекачивающая станция

ОТТН – организация трубопроводного транспорта нефтепродуктов

НМ – магистральный насос

КИП – контроль но измерительный прибор

НА – насосный агрегат

НС – насосная станция

ППР – планово – предупредительный ремонт

ФОТ – фонд оплаты труда

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие для ВУЗов спец. «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658с.
- 2 Официальный сайт ОАО «АК» Транснефть» [Электронный ресурс]: Проект «Юг». – Москва, – Режим доступа: <http://transneftproduct.transneft.ru/about/projects/yug.html>.
- 3 Официальный сайт ОАО «АК» Транснефть» [Электронный ресурс]: Деятельность. – Москва, – Режим доступа: <http://transneftproduct.transneft.ru/about/deyatelnost.html>.
- 4 Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций: Учебник для ВУЗов. / А. М. Шаммазов, В. Н. Александров, А. И. Гольянов, Г. Е. Коробков, Б. Н. Мастобаев – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 404 с.
- 5 Иванов, В. Г. Центробежные насосы средней быстроходности: учебное пособие/ В.Г. Иванов. – Красноярск: КГТУ, 1999. – 208 с.
- 6 Пат. 2277645 Российская Федерация, МПК<sup>7</sup> F 04 D 15/00. Способ регулирования производительности центробежного насоса / Е. Б. Шеин ; заявитель и патенто – обладатель Чебоксары. науч.–исслед. ин–т связи 20.10.2005 ; опубл. 10.06.2006, Бюл.
- 7 Лобачев, П. В. Насосы и насосные станции : учебное пособие для техникумов /П. В. Лобачев. – 3 – е изд., перераб. и доп. Москва : Стройиздат, 1990. – 106 с.
- 8 Пат. JP 1-0176675 В /SAYAMA SEISAKUSHO КК опубл. 30.06.1998
- 9 Земенков, Ю. Д. Технологические нефтепроводы нефтебаз / Ю. Д. Земенков, Н. А. Малюшин, Л. М. Маркова, А. Е. Лощинин // Государственный комитет российской федерации по высшему образованию. Тюменский индустриальный институт. Справочное издание. Тюмень-1994 г. – 61с.
- 10 Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела: учебник для ВУЗов. / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов ; под. общ. ред. М. Д. Валеев. – Изд. 2–е, доп. и исп.: — Уфа. : ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002 - 544 с.
- 11 ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 01.01.1974. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1974. – 12 с.
- 12 Страховые тарифы и классификация видов экономической деятельности по классам профессионального риска – Введ. 01.01.1994. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1994. – 6 с.
- 13 СНиП 23-01-99 «Строительная климатология» – Введ. 01.01.1999. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1999. – 57 с.
- 14 ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ. Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). Общие

технические требования. Методы испытаний. – Введ. 01.01.2013. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2013. – 45 с.

15 ГОСТ 12.1.005-88. Категория работ по тяжести. – Введ. 01.01.1988. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1988. – 6 с.

16 ГН 2.2.5.2439-09 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. – Введ. 01.01.2009. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2009. – 8 с.

17 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации нефтебаз, складов ГСМ, стационарных и передвижных автозаправочных станций ПОТ Р М-021-2002. – Введ. 01.01.2002. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 87 с.

18 ГОСТ 4677 – 82\* Фонари. Общие технические условия. – Введ. 01.01.1982. – Москва : Госстрой СССР, 1982. – 19 с.

19 СНиП II-4-79 «Естественное и искусственное освещение». – Введ. 01.01.1979. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1979. – 23 с.

20 ГОСТ 12.1.003 – 83\* Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 06.06.1983. – Москва : Госстрой СССР, 1983. – 12 с.

21 ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. – Введ. 01.01.2076. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2076. – 45 с.

22 ГОСТ 12.1.009-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности. – Введ. 01.01.2076. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2076. – 39 с.

23 ГОСТ 12.2.020-76 ССБТ. Электрооборудование взрывозащищенное. Термины и определения. Классификация. Маркировка. – Введ. 01.01.2076. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2076. – 44 с.

24 Системы пожаротушения в резервуарном парке нефтебазы: элементы и требования нормативных документов URL: <http://www.complex-safety.com/stati-o-pozharnoj-bezopasnosti/sistemy-pozharotusheniya-v-rezervuarном-parke-neftebazy-elementy-i-trebovaniya-normativnykh-dokument/>

25 ГОСТ 12.2.044-80 Система стандартов безопасности труда. Машины и оборудование для транспортирования нефти. Требования безопасности – Введ. 01.01.2080. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2080. – 32 с.

26 ГОСТ 12.4.009-83 Пожарная техника для защиты объектов. Основные виды. Размещение и обслуживание. – Введ. 01.01.2083. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2083. – 26 с.

27 Структура системы ГО URL: [http://studopedia.su/14\\_45085\\_struktura-sistemi-go.html](http://studopedia.su/14_45085_struktura-sistemi-go.html)

28 ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» – Введ. 01.01.2003. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2003. – 8 с.