

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 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Проектирование нефтеперекачивающей станции

Руководитель

доцент, канд. техн. наук В.И. Верещагин

Выпускник

А.А. Волнин

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Проектирование нефтеперекачивающей станции»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

Е.В. Мусяченко

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проектирование нефтеперекачивающей станции» содержит 62 страницы текстового документа, 32 использованных источника, 6 листов графического материала.

НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩАЯ СТАНЦИЯ, ТРУБОПРОВОД, ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА, НАСОСНЫЕ АГРЕГАТЫ.

Объект ВКР: нефтеперекачивающая станция на участке нефтепровода «ВСТО-2».

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование промежуточной НПС на нефтепроводе «Сковородино – Козьмино» в Приморском крае для создания и поддержания напора нефти в системе нефтепровода «ВСТО-2» и дальнейшей транспортировки.

Задачи дипломной работы:

- 1 изучить сведения о проектируемом объекте;
- 2 подобрать основное оборудование в соответствии с пропускной способностью;
- 3 выполнить расчеты на определение мощности потребляемой насосами и расхода электроэнергии;
- 4 привести экономический расчет единовременных и годовых эксплуатационных затрат на реализацию проекта.

В настоящей бакалаврской работе произведен подбор основного насосного оборудования для обеспечения дальнейшей перекачки нефти и выполнены расчеты по определению часовой пропускной способности, мощности потребляемой насосами и расхода электроэнергии, а также перерасчет характеристик насоса с воды на нефть, составлены генеральный план и технологическая схема НПС. В том числе представлены разделы: безопасность и экологичность проекта, экономическая часть.

В разделе «Безопасность и экологичность» проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, представлены санитарные требования к производственным помещениям и размещению используемого оборудования.

В экономической части работы рассчитаны единовременные затраты на реализацию проекта и годовые эксплуатационные затраты.

Обоснованием для проектирования нефтеперекачивающей станция является проектирование НПС на участке нефтепровода «ВСТО-2», которая будет обеспечивать дальнейшую перекачку нефти, в соответствии с нормативной документацией.

СОДЕРЖАНИЕ

Реферат	3
Введение.....	7
Основная часть	9
1 Технико-экономическое обоснование проекта	9
2 Производственно-техническая инфраструктура.....	10
2.1 Общие требования к размещению нефтеперекачивающей станции	11
3 Расчет основного оборудования нефтеперекачивающей станции.....	14
3.1 Подбор насосно-силового оборудования	14
3.2 Перерасчет характеристик насосов с воды на нефть	20
3.2.1 Перерасчет характеристик магистрального насоса с воды на нефть.....	21
3.2.2 Перерасчет характеристик подпорного вертикального насоса с воды на нефть	23
3.3 Определение мощности потребляемой насосами.....	25
3.4 Определение расхода электроэнергии за расчетный период	26
3.5 Объем резервуарного парка	28
4 Вспомогательное оборудование	31
4.1 Система дренажа	31
4.2 Очистные сооружения	31
4.3 Система молниезащиты.....	32
4.4 Система обеспечения пожарной безопасности.....	32
4.5 Устройства электроснабжения	33
4.6 Системы автоматизации и телемеханизации. Диспетчерский контроль и управление.	34
5 Технологическая схема НПС	36
6 Генеральный план	38
7 Безопасность и экологичность.....	40

7.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ	40
7.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	42
7.3 Санитарные требования к производственным помещениям и размещению используемого оборудования.....	43
7.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	44
7.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности	45
7.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях ..	46
7.7 Экологичность проекта	47
8 Экономическая часть	49
8.1 Расчет единовременных затрат на реализацию проекта.....	49
8.2 Расчет годовых эксплуатационных затрат НПС.....	51
Заключение	57
Список сокращений	58
Список использованных источников	59

ВВЕДЕНИЕ

Проектирование – тип деятельности, направленный на создание реальных объектов или эффектов с заданными функциональными, технико-экономическими, экологическими и потребительскими качествами. Результатом проектирования является проект – разработанный план объекта, с соответствующими ему свойствами и характеристиками.

В нефтегазовой отрасли такими проектами являются, проекты магистральных трубопроводов, нефтеперерабатывающих заводов, нефтеперекачивающих станций и т.п.

В настоящее время нефть и нефтепродукты являются самым распространенным топливно-энергетическим ресурсом. Доставка к потребителям нефти и нефтепродуктов осуществляется различными способами.

Одним из них является трубопроводный транспорт. Он является одним из самых распространенных, так как имеет минимальные экономические затраты при значительно равномерных и бесперебойных поставках нефти.

Для перекачки нефти и нефтепродуктов в составе магистрального нефтепровода (МН) имеются нефтеперекачивающие станции (НПС). Они служат для поднятия напора и расхода в МН, чтобы осуществить перекачку. Так как НПС является важнейшей составной частью МН, от ее работы зависит равномерность и бесперебойность поставок.

Основным оборудованием в составе головной нефтеперекачивающей станции (ГНПС) и промежуточной НПС на границе эксплуатационных участков является резервуарный парк. При его неисправности вся НПС теряет свою работоспособность.

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование промежуточной НПС на нефтепроводе «Сковородино – Козьмино» в Приморском крае для создания и поддержания напора нефти в системе нефтепровода «ВСТО-2» и дальнейшей транспортировки.

Задачи дипломной работы:

- 1 изучить сведения о проектируемом объекте;
- 2 подобрать основное оборудование в соответствии с пропускной способностью;
- 3 выполнить расчеты на определение мощности потребляемой насосами и расхода электроэнергии;
- 4 привести экономический расчет единовременных и годовых эксплуатационных затрат на реализацию проекта.

В результате проделанной работы был разработан проект с достаточно емкими капиталовложениями. В качестве технической реализации предложения произведен расчет проекта с выявлением исходных характеристик и рабочих параметров магистрального агрегата

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

1 Технико-экономическое обоснование проекта

Система магистральных нефтепроводов самый экономически выгодный и надежный транспорт, при значительно не больших вложениях обеспечивается своевременная и бесперебойная поставка нефти. Строительство новой нефтеперекачивающей станции на нефтепроводе «ВСТО-2» увеличит пропускную способность нефтепровода.

Создание данного проекта позволит Приморскому краю развить социально-экономический эффект на этапе сооружения трубопровода: привлечение подрядных организаций, на этапе эксплуатации нефтепровода в регионе будут создаваться новые рабочие места – формирование новых рабочих бригад по обслуживанию линейной части и нефтеперекачивающих станций.

В качестве проектируемого объекта выбрана промежуточная нефтеперекачивающая станция участка «ВСТО-2» в Приморском крае.

Выполнить проект НПС, подобрать основное насосное оборудование, определить количество насосных агрегатов (НА), определить объем резервуарного парка, имея следующие данные:

- 1) плановое задание на перекачку $G_T = 8$ млн.т/год;
- 2) длина трассы МН $L_{MN} = 120$ км;
- 3) свойства перекачиваемой жидкости (плотность $\rho_p = 860$ кг/м³, кинематическая вязкость $V_p = 150$ мм²/с);

2 Производственно-техническая инфраструктура

Нефтеперекачивающая станция (НПС) – это комплекс сооружений, расположенный на участке магистрального нефтепровода, (МН) предназначенный для накопления и перекачки по трубопроводу нефти и нефтепродуктов.

Нефтеперекачивающие станции разделяют на головные и промежуточные. Промежуточные перекачивающие насосные станции предназначаются для повышения давления в магистральном нефтепроводе при перекачке нефти. В состав нефтеперекачивающей станции входят: резервуарный парк, насосные станции (основная и подпорная), сеть технологических трубопроводов, электроподстанция, котельная, объекты водоснабжения и канализации, подсобные и административные здания, культурно-бытовые объекты и др. Насосные станции оборудуют центробежными насосами с подачей до 12500 м³/ч. Количество насосов на основной станции 3...4, один из них – резервный. Соединение насосов, как правило, последовательное. В качестве привода преимущественно применяются электродвигатели мощностью до 8000 кВт. Насосы подпорной станции создают дополнительное давление на входе основных насосов, необходимое для их бескавитационной работы.

Резервуарный парк нефтеперекачивающей станции включает в себя металлические резервуары. Вместимость парка зависит от объёма перекачки, а при последовательном её характере от числа циклов.

Технологические трубопроводы нефтеперекачивающей станции оборудуются переключающими, предохранительными и регулирующими устройствами, обеспечивающими приём нефти и нефтепродуктов, очистку их от механических примесей, замер и учёт их количества, защиту трубопроводов и резервуарного парка от повышения давления, регулирование давления на выходе станции, периодический запуск специальных устройств для очистки внутренней полости трубопровода.

Схема технологических трубопроводов обеспечивает работу насосов в любых сочетаниях, а также возможность прямой, обратной и внутривысостанционной перекачки.

Нефтеперекачивающая станция трубопровода, по которому перекачивают подогретые нефти, снабжается подогревательными устройствами (печами, теплообменниками).

При сооружении магистральных трубопроводов применяются блочно-комплектные насосные станции, включающие набор отдельных блоков технологического, энергетического и вспомогательно функционального назначения, а также общее укрытие для магистральных насосных агрегатов с узлами обвязки их трубопроводами и другими коммуникациями.

Технологическое оборудование, аппаратура, контрольно-измерительные приборы размещаются в блок-боксах, монтажных блоках и блок-контейнерах, которые изготавливают и собирают в заводских условиях, а затем в готовом виде транспортируют к месту строительства.

2.1 Общие требования к размещению нефтеперекачивающей станции

Проектируемая НПС будет расположена на нефтепроводе «Сковородино – Козьмино» в Приморском крае и должна соответствовать требованиям к размещению.

НПС должна размещаться на удаленной от населенных пунктов и промышленных предприятий площадке, огражденной тремя видами ограждений: основными (высотой не менее 2,5 м), дополнительными и предупредительными.

При размещении станции у рек или водоемов высотные отметки площадки НПС должны быть не менее чем на 0,5 м выше расчетного горизонта высоких вод. За расчетный горизонт воды принимают наивысший

ее уровень за 100 лет. Нефтеперекачивающие станции, сооружаемые вблизи рек, размещают ниже ближайших населенных пунктов.

НПС с резервуарными парками должны размещаться не менее чем в 100 м ниже (по течению реки) пристаней, речных вокзалов, гидроэлектростанций и гидротехнических сооружений.

При невозможности расположения складов ниже по течению реки допускается размещать их выше по течению реки от указанных объектов на расстоянии: для складов I категории – 3000 м, для II категории – 2000 м, для III – 1500 м от гидроэлектростанций, судостроительных и судоремонтных заводов и 1000 м от всех остальных объектов.

Вертикальную планировку площадки НПС производят с учетом следующих требований:

- должны быть созданы нормальные условия всасывания насосов (подпорная насосная должна быть ниже, чем резервуарный парк);
- трубопроводы должны быть проложены с уклоном, исключающим образование скоплений жидкости;
- здания и сооружения производственного блока следует располагать ниже по рельефу по отношению к зданиям и сооружениям других зон;
- объем земляных работ для изменения существующего рельефа должен быть минимальным.

При горизонтальной планировке должны быть выполнены следующие условия:

- минимальная площадь застройки;
- минимально допустимые расстояния между объектами должны приниматься с учетом требований пожарной безопасности;
- пожароопасные объекты должны быть размещены с учетом «розы ветров» (ветер не должен дуть с котельной на резервуарный парк).

При разработках генерального плана обеспечивают наиболее рациональное размещение зданий и сооружений НПС, а также благоприятные и безопасные условия труда работающих:

– здания административно-хозяйственного назначения должны быть расположены со стороны наибольшего движения автотранспорта;

– здания и сооружения с производствами повышенной пожарной опасности, в том числе котельную, располагают с подветренной стороны по отношению к другим зданиям;

– здания вспомогательного производства размещают по соседству с основными зданиями и сооружениями;

– здания бытовых помещений располагают ближе к проходным; энергообъекты приближают к основным потребителям, чтобы уменьшить протяженность тепло-, газопроводов и электролиний;

– открытые подстанции размещают на самостоятельных участках;

– производственные сооружения с большими статическими нагрузками (например, резервуарные парки) размещают на участках с однородными грунтами, допускающими наибольшие нагрузки на основания фундаментов.

Резервную площадь не следует занимать под здания, сооружения и коммуникации, кроме временных сооружений, необходимых для производства строительных работ.

Разрабатывая генеральный план, предусмотреть возможность выполнения строительных и монтажных работ современными методами с применением строительных машин новых конструкций. Застраивать территорию следует компактно. Открытые распределительные подстанции, узлы подключения и камеры переключения, площадки фильтров и другие сооружения размещают на открытых площадках, применяя в необходимых случаях местные укрытия.

3 Расчет основного оборудования нефтеперекачивающей станции

3.1 Подбор насосно-силового оборудования

Под насосно-силовым оборудованием НПС понимают насосные магистральные агрегаты (НМА) и подпорные насосные агрегаты (ПНА).

К НМА относятся насосы типа НМ (насос магистральный) 125...10000 м³.

К подпорным насосным агрегатам (ПНА) относятся насосы типа НПВ (насос подпорный вертикальный) с производительностью от 150 м³/час до 5000 м³/час.

Подбор насосных агрегатов осуществляется по часовой пропускной способности нефтепровода Q_p .

Согласно РД-75.180.00-КТН-198 – 09 для расчета часовой пропускной способности нефтепровода используем формулу (1).

$$Q_p = \frac{G \cdot k_{\Gamma}}{N_p \cdot 24 \cdot \rho}, \quad (1)$$

где G – годовая пропускная способность трубопровода, млн.т/год;

N_p – число рабочих суток нефтепровода в году, $N_p = 350$ сут;

24 – число часов в сутках;

ρ – плотность перекачиваемой нефти, кг/м³;

k_{Γ} – коэффициент неравномерности перекачки, ед.

Значение коэффициента неравномерности перекачки принимаем равным $k_{\Gamma} = 1,07$ – для проектируемого однопунктного трубопровода, подающего нефть на НПЗ (нефтеперерабатывающий завод) из месторождения, соединяющий нефтепровод с НПЗ или два нефтепровода между собой.

Подставим исходные данные в формулу (1) и вычислим часовую пропускную способность нефтепровода:

$$Q_p = \frac{8 \cdot 10^9 \cdot 1,07}{350 \cdot 24 \cdot 860} = 1184,94 \text{ м}^3/\text{час}.$$

Согласно техническим характеристикам насосов, представленным в учебном пособии [2] исходя из пропускной способности нефтепровода $Q_p = 1184,94 \text{ м}^3 / \text{час}$ выбираем насос НМ1250-260 и НПВ1250-60-М.

В соответствии с выбранными насосами понимаем по их подаче то, что на проектируемой НПС будет два насоса типа НПВ1250-60-М (1 резервный). Количество насосов типа НМ1250-260 равно четырем (1 резервный).

Исходя из полученного количества насосов типов НМ и НПВ выбираем следующую схему обвязки НПС (рисунок 1):

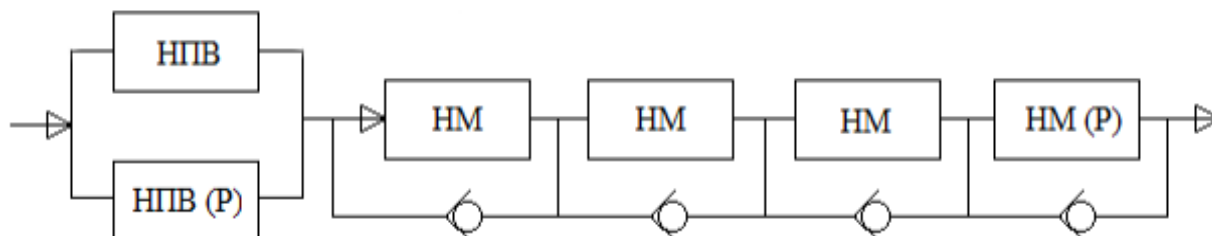


Рисунок 1 – Схема обвязки НПС

При выборе конкретной модели насоса НМ необходимо учитывать следующее требование: давление, развиваемое всеми насосами НПС должно быть меньше давления на которое рассчитаны трубопроводная арматура и корпуса насосов.

Допустимое давление согласно РД-75.180.00-КТН-198 – 09 составляет $P_{\text{доп}} = 6,4 \text{ МПа}$.

По напорным характеристикам насосов вычисляется рабочее давление по формуле (2):

$$P_{\text{НПС}} = \rho \cdot g \cdot (H_{\text{НМ}} \cdot n_{\text{НМ}} + H_{\text{НПВ}}), \quad (2)$$

где ρ – плотность перекачиваемой нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м/с²;

$H_{\text{НМ}}$ – напор, развиваемый насосом типа НМ, м;

$n_{\text{НМ}}$ – количество работающих насосов типа НМ, ед;

$H_{\text{НПВ}}$ – напор, развиваемый насосом типа НПВ, м.

Определим напоры, развиваемые насосами НМ и НПВ по формулам (3) и (4) соответственно:

$$H_{\text{НМ}} = a_{\text{НМ}} - b_{\text{НМ}} \cdot Q_{\text{р}}^2, \quad (3)$$

$$H_{\text{НПВ}} = a_{\text{НПВ}} - b_{\text{НПВ}} \cdot Q_{\text{р}}^2, \quad (4)$$

где a – аппроксимационный коэффициент, м;

b – аппроксимационный коэффициент, $\left(\frac{\text{ч}}{\text{м}^3}\right)^2$.

$Q_{\text{р}}$ – часовая пропускная способность нефтепровода, $Q_{\text{р}} = 1184,94$ м³ / час.

Задаваясь наибольшими значениями диаметров рабочих колес, определим напоры, развиваемые насосами при расчетной производительности перекачки.

Рассмотрим вариант: подпорный НПВ 1250-60 с диаметром 525 мм и магистральный насос НМ 1250-260 (ротор 1,25) с диаметром 450 мм.

Выпишем эмпирические коэффициенты для магистрального насоса:

$$a_{\text{НМ}} = 327,4 \text{ м};$$

$$b_{\text{НМ}} = 25 \cdot 10^{-7} \left(\frac{\text{ч}}{\text{м}^2} \right)^2.$$

Напор развиваемый магистральным насосом при расчетной производительности МН составим по формуле (3):

$$H_{\text{НМ}} = a - b \cdot Q_p^2 = 327,4 - 25 \cdot 10^{-7} \cdot 1184,94^2 = 323,89 \text{ м};$$

Каждый подпорный насос создает напор при половине расчетной производительности перекачки.

Выпишем эмпирические коэффициенты для подпорного насоса:

$$a_{\text{НПВ}} = 74,8 \text{ м};$$

$$b_{\text{НПВ}} = 9,5 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\text{ч}}{\text{м}^2} \right)^2.$$

Напор, развиваемый подпорным насосом при расчетной производительности МН, составит по формуле (4):

$$H_{\text{НПВ}} = a - b \cdot \left(\frac{Q_p}{2} \right)^2 = 74,8 - 9,5 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{1184,94}{2} \right)^2 = 71,47 \text{ м}.$$

Подставим значения в формулу (2) и вычислим рабочее давление:

$$P = 860 \cdot 9,81 \cdot (3 \cdot 323,89 + 71,47) = 8,8 \text{ МПа}.$$

Условие не выполняется, произведем пересчет параметров, при условии выбора меньшего диаметра колеса.

Рассмотрим вариант: подпорный НПВ 1250-60 с диаметром 475 мм и магистральный насос НМ 1250-260 (ротор 0,7) с диаметром 418 мм.

Выпишем эмпирические коэффициенты для магистрального насоса:

$$a_{\text{НМ}} = 216,4 \text{ м};$$

$$b_{\text{НМ}} = 40,9 \cdot 10^{-7} \left(\frac{\text{ч}}{\text{м}^2} \right)^2.$$

Напор развиваемый магистральным насосом при расчетной производительности МН составим по формуле (3):

$$H_{\text{НМ}} = a - b \cdot Q_p^2 = 216,4 - 40,9 \cdot 10^{-7} \cdot 1184,94^2 = 210,66 \text{ м};$$

Каждый подпорный насос создает напор при половине расчетной производительности перекачки.

Выпишем эмпирические коэффициенты для подпорного насоса:

$$a_{\text{НПВ}} = 59,9 \text{ м};$$

$$b_{\text{НПВ}} = 8,9 \cdot 10^{-6} \left(\frac{\text{ч}}{\text{м}^2} \right)^2.$$

Напор, развиваемый подпорным насосом при расчетной производительности МН, составит по формуле (4):

$$H_{\text{НПВ}} = a - b \cdot \left(\frac{Q_p}{2} \right)^2 = 59,9 - 8,9 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{1184,94}{2} \right)^2 = 56,78 \text{ м}.$$

Подставим значения в формулу (2) и вычислим рабочее давление:

$$P = 860 \cdot 9,81 \cdot (3 \cdot 210,66 + 56,78) = 5,81 \text{ МПа.}$$

Условие выполняется с запасом, поэтому для дальнейшего проектирования примем насосы НПВ 1250-60 (рисунок 2) с диаметром 475 мм и магистральный насос НМ 1250-260 (рисунок 3) (ротор 0,7) с диаметром 418 мм и двигателем СТДП-1250-2.

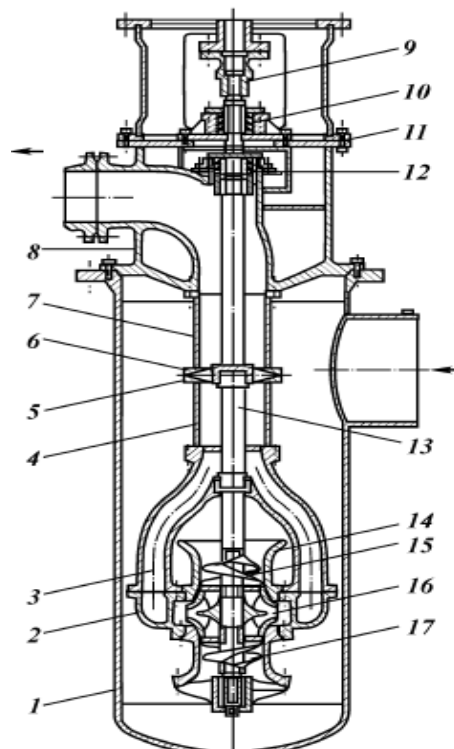


Рисунок 2 – Поперечный разрез вертикального подпорного насоса

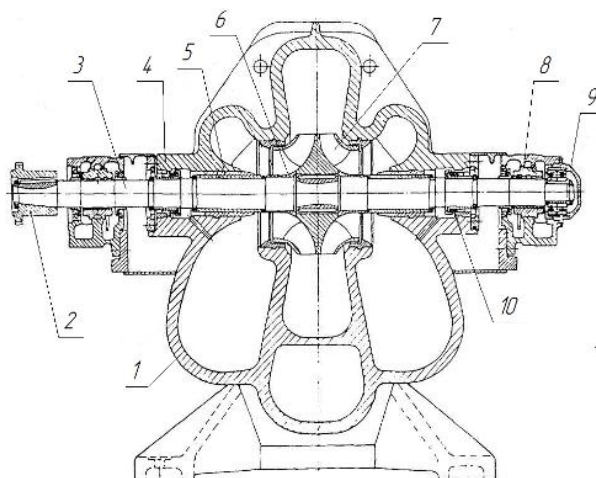


Рисунок 3 – Продольный разрез одноступенчатого насоса типа «НМ» с рабочим колесом двустороннего входа жидкости

3.2 Перерасчет характеристик насосов с воды на нефть

В каталогах и паспортах приводятся характеристики насосов, полученных на воде. При транспортировке маловязких нефтей и нефтепродуктов эти характеристики не изменяются, однако с ростом вязкости они ухудшаются. В связи с этим необходимо понять нужен ли перерасчет характеристик насосов с воды на нефть и провести его в случае необходимости.

Для перерасчета характеристик насосов с воды на нефть воспользуемся методикой, приведенной в учебном пособии [3].

Для определения напора, подачи и КПД насоса на нефти будем использовать формулы (5), (6) и (7) соответственно:

$$H_n = k_n \cdot H_b, \quad (5)$$

$$Q_n = k_Q \cdot Q_b, \quad (6)$$

$$\eta_n = k_\eta \cdot \eta_b, \quad (7)$$

где k_n , k_Q , k_η – коэффициенты пересчета, соответственно, напора, подачи и КПД насоса с воды на нефть (нефтепродукт);

H_n , Q_n , η_n – параметры насоса на нефти;

H_b , Q_b , η_b – параметры насоса на воде.

В качестве параметра, характеризующего течение нефти в насосе, используется число Рейнольдса, рассчитываемое по формуле (8):

$$Re_n = \frac{n \cdot D_{p.k}^2}{\nu_n}, \quad (8)$$

где n – число оборотов ротора насоса, $n = 3000$ об/мин;

$D_{p.k}$ – диаметр рабочего колеса насоса, $D_{p.k} = 418$ мм;

ν_n – кинематическая вязкость нефти, $\nu_n = 150$ мм²/с.

3.2.1 Перерасчет характеристик магистрального насоса с воды на нефть

Подставим значения и посчитаем по формуле (8) число Рейнольдса:

$$Re_n = \frac{3000 \cdot 0,418^2}{60 \cdot 150 \cdot 10^{-6}} = 58241,34.$$

Если число Рейнольдса Re_n не превышает величину переходного числа Рейнольдса Re_{II} и величину граничного числа Рейнольдса $Re_{гр}$, то необходим перерасчет характеристик с воды на нефть, в противном случае перерасчет не нужен.

Переходное число Рейнольдса Re_{II} посчитаем по формуле (9):

$$Re_{II} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305}, \quad (9)$$

где n_s – коэффициент быстроходности насоса [2], $n_s = 77$ ед.

Посчитаем переходное число Рейнольдса:

$$Re_{II} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 62^{-0,305} \approx 89744,45.$$

Для вычисления коэффициентов пересчета напора, подачи и КПД с воды на нефть будем использовать формулы (10), (11), (12):

$$k_H = 1 - 0,128 \cdot \lg \frac{Re_{II}}{Re_H}, \quad (10)$$

$$k_Q = k_H^{1,5}, \quad (11)$$

$$k_\eta = 1 - \alpha_\eta \cdot \lg \frac{Re_{гр}}{Re_H}, \quad (12)$$

где $Re_{гр}$ – граничное число Рейнольдса;

α_η – поправочный коэффициент.

Граничное число Рейнольдса высчитывается по формуле (13):

$$Re_{гр} \approx 0,224 \cdot 10^5 \cdot n_s^{0,384}. \quad (13)$$

Подставим значения в формулу (13) и посчитаем:

$$Re_{гр} \approx 0,224 \cdot 10^5 \cdot 62^{0,384} \approx 109276,41.$$

Поправочный коэффициент высчитывается по формуле (14):

$$\alpha_\eta \approx 1,33 \cdot n_s^{-0,326}. \quad (14)$$

Подставим значения в формулу (14) и посчитаем:

$$\alpha_{\eta} \approx 1,33 \cdot 62^{-0,326} \approx 0,35.$$

Так как $Re_n < Re_{II}$ ($58241,34 < 89744,45$), то изменятся значения напора и подачи, значение КПД также изменится, так как $Re_n < Re_{IP}$ ($58241,34 < 109276,41$).

Для вычисления коэффициентов пересчета напора, подачи и КПД с воды на нефть подставим числовые значения в формулы (10), (11) и (12):

$$k_H = 1 - 0,128 \cdot \lg \frac{89744,45}{58241,34} = 0,976,$$

$$k_Q = 0,976^{1,5} = 0,964,$$

$$k_{\eta} = 1 - 0,35 \cdot \lg \frac{109276,41}{58241,34} = 0,904.$$

Для определения напора, подачи и КПД насоса на нефти подставим числовые значения в формулы (5), (6) и (7):

$$H_n = 0,976 \cdot 260 = 253,76 \text{ м},$$

$$Q_n = 0,964 \cdot 1250 = 1205 \text{ м}^3 / \text{ч},$$

$$\eta_n = 0,904 \cdot 82 \approx 74\% .$$

3.2.2 Перерасчет характеристик подпорного вертикального насоса с воды на нефть

Подставим значения и посчитаем по формуле (8) число Рейнольдса:

$$Re_n = \frac{990 \cdot 0,475^2}{60 \cdot 150 \cdot 10^{-6}} = 24818,75.$$

Коэффициент быстроходности для НПВ1250-60-М – $n_s = 127$ ед. [2].

Переходное число Рейнольдса Re_{II} посчитаем по формуле (9):

$$Re_{II} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 127^{-0,305} \approx 72115,22.$$

Граничное число Рейнольдса определим по формуле (13):

$$Re_{II} \approx 0,224 \cdot 10^5 \cdot 127^{0,384} \approx 143915,86.$$

Подставим значения в формулу (14) и посчитаем:

$$\alpha_n = 1,33 \cdot 127^{-0,326} \approx 0,27.$$

Так как $Re_n < Re_{II}$ ($24818,75 < 72115,22$), то изменятся значения напора и подачи, значение КПД также изменится, так как $Re_n < Re_{II}$ ($24818,75 < 143915,86$).

Для вычисления коэффициентов пересчета напора, подачи и КПД с воды на нефть подставим числовые значения в формулы (10), (11) и (12):

$$k_H = 1 - 0,128 \cdot \lg \frac{72115,22}{24818,75} = 0,941,$$

$$k_Q = 0,941^{1,5} = 0,913,$$

$$k_\eta = 1 - 0,27 \cdot \lg \frac{143915,86}{24818,75} = 0,794.$$

Для определения напора, подачи и КПД насоса на нефти подставим числовые значения в формулы (5), (6) и (7):

$$H_n = 0,941 \cdot 60 = 56,46 \text{ м},$$

$$Q_n = 0,913 \cdot 1250 = 1141,25 \text{ м}^3 / \text{ч},$$

$$\eta_n = 0,794 \cdot 82 = 65 \text{ \%}.$$

3.3 Определение мощности потребляемой насосами

Мощность, потребляемая насосами, определяется по формуле (15):

$$N_n = \frac{Q \cdot H \cdot \rho}{367 \cdot \eta}, \quad (15)$$

где N_n – мощность потребляемая насосами, кВт;

Q – расчетная подача насоса (с учетом перерасчета с воды на нефть),
 $\text{м}^3 / \text{час}$;

H – расчетный напор насоса (с учетом перерасчета с воды на нефть),
м;

ρ – плотность перекачиваемой нефти, $\text{т}/\text{м}^3$;

η – коэффициент полезного действия насоса (с учетом перерасчета с воды на нефть).

В рассматриваемом примере при перекачке нефти в работе НПС находятся один подпорный и три магистральных насосов. В этом случае мощность, потребляемая насосами, будет складываться.

Определим мощность по формуле (16):

$$N_{\Pi} = 3 \cdot N_{\text{пНМА}} + N_{\text{пНПВ}}, \quad (16)$$

где $N_{\text{пНМА}}$ и $N_{\text{пНПВ}}$ – соответственно мощность, потребляемая насосами магистральных насосных агрегатов и подпорных насосных агрегатов, кВт.

Посчитаем потребляемую мощность для НМА по формуле (15):

$$N_{\text{пНМА}} = \frac{1205 \cdot 253,76 \cdot 860}{367 \cdot 0,74 \cdot 1000} = 968 \text{ кВт}.$$

Посчитаем потребляемую мощность для НПВ по формуле (15):

$$N_{\text{пНПВ}} = \frac{1141,25 \cdot 56,46 \cdot 860}{367 \cdot 0,65 \cdot 1000} = 232 \text{ кВт}.$$

Определим потребляемую НПС мощность по формуле (16):

$$N_{\Pi} = 3 \cdot 968 + 1 \cdot 232 = 3136 \text{ кВт}.$$

3.4 Определение расхода электроэнергии за расчетный период

Согласно РД-75.180.00-КТН-198 – 09 [1] расход электроэнергии за расчетный период на перекачку нефти или нефтепродуктов определяется по формуле (17):

$$N_{\Gamma} = \frac{G \cdot \sum H \cdot 1,03}{367 \cdot \eta_{\text{н}} \cdot \eta_{\text{эд}}} + N_{\text{в}}, \quad (17)$$

где G – расчетный объем перекачки, тонн за расчетный период;

$\sum H$ – расчетный напор агрегатов, м;

1,03 – коэффициент, учитывающий возможное изменение состояния нефтепровода (уменьшение эффективного диаметра) и неравномерность перекачки;

η_n – значение КПД насосов с учетом пересчета на вязкость;

$\eta_{эд}$ – значение КПД электродвигателей основных насосов ($\eta_{эд} = 0,95$);

N_b – расход электроэнергии на собственные нужды НПС и вспомогательные установки площадки НПС, кВт·ч/год.

Согласно РД 153-39.4-113 – 01 [4] расход электроэнергии (ориентировочный) на собственные нужды на одну НПС приведен в табл. 1, включая потери в трансформаторах.

Таблица 1 – Расход электроэнергии (ориентировочный) на собственные нужды на одну НПС

Подача НПС, $10^3 \text{ м}^3/\text{час}$	Расход электроэнергии, $10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{год}$	
	головная НПС	промежуточная НПС
до 1,25	2460	1950
от 2,5 до 3,6	2850	2060
от 5,0 до 12,5	3550	2960

Также необходимо учитывать расход электроэнергии на собственные нужды линейной части нефтепровода, систему электрохимической защиты трубопровода и кабеля связи от коррозии (питание СКЗ) составляет в среднем 15 тыс. кВт·ч/год на 100 км магистрального нефтепровода.

Таким образом, расход электроэнергии за расчетный период на перекачку нефти для заданных посчитаем по формуле (17):

$$N_r = \frac{\left(\frac{8 \cdot 10^6 \cdot 3 \cdot 253,76 \cdot 1,03}{367 \cdot 0,74 \cdot 0,95} + \frac{8 \cdot 10^6 \cdot 56,46 \cdot 1,03}{367 \cdot 0,65 \cdot 0,95} + 1950 + \frac{15}{100} \cdot 120 \right)}{1000} =$$

$$= 26368,5 \text{ МВт} \cdot \text{ч} / \text{год}.$$

3.5 Объем резервуарного парка

Резервуарные парки предназначены для размещения стальных вертикальных резервуаров с целью обеспечения нефтеперекачивающих станций необходимой емкостью.

Резервуарный парк размещают на более высоких отметках по отношению к остальным сооружениям производственной зоны. Резервуары размещают на площадке группами или поодиночке.

Объем резервуарного парка $V_{\text{рп}}$ насосной станции при перекачке монопродукта согласно РД 153-39.4-113 – 01 и РД-75.180.00-КТН-198 – 09 определяется по формуле (18):

$$V_{\text{рп}} = \frac{T_{\text{пс}}}{\eta} \cdot q_{\text{сут}} = T_{\text{пс}} \cdot \frac{G \cdot 10^9}{\eta \cdot 350 \cdot \rho}, \quad (18)$$

где $T_{\text{пс}}$ – требуемый запас времени работы участка трубопровода (зависит от типа несоосной станции с емкостью и определяется согласно таблице 2 [2]), сут.;

η – коэффициент использования полезной емкости резервуара по отношению к строительному номиналу, определяется согласно таблице 3 [2].

ρ – плотность перекачиваемой жидкости, кг/м³;

$q_{\text{сут}}$ – суточная производительность трубопровода, м³/ч;

G – пропускная способность трубопровода, млн.т/год.

Планируемые резервуары РП: РВС-10000 без понтона.

Примем согласно таблице 2 [2] для заданных исходных данных $T_{\text{пс}} = 1,5$.

Коэффициент использования полезной емкости резервуара РВС-10000 с понтоном согласно таблице 3[2] составляет $\eta = 0,79$.

Подставим в формулу (18) числа и вычислим:

$$V_{\text{рп}} = 1,5 \cdot \frac{8 \cdot 10^9}{0,76 \cdot 350 \cdot 860} = 52456,72 \approx 52500 \text{ м}^3.$$

Таблица 2 – Значение требуемого запаса времени в сутках работы участка трубопровода $T_{\text{пс}}$ [2]

Тип насосной станции с емкостью	Для нефтепровода	Для нефтепродуктопровода
Головная насосная станция	2,0...3,0	2,0...3,0
Промежуточная насосная станция смежных эксплуатационных участков или при распределении потоков	0,3...0,5	0 (нет РП)
Промежуточная насосная станция при приемосдаточных операциях	1,0...1,5	Более 1,0

Таблица 3 – Таблица коэффициентов использования емкости [2]

Тип резервуара	Коэффициент использования емкости
Вертикальный стальной 5...10 тыс. м3 без понтона	0,79
То же, с понтоном	0,76
Вертикальный стальной 20...100 тыс. м3 без понтона	0,82
Вертикальный стальной 20...100 тыс. м3 с понтоном	0,79
То же, с плавающей крышей	0,83
Железобетонный заглубленный 10...30 тыс. м3 (для существующих резервуаров)	0,79

Принимаем требуемую емкость РП: $V_{\text{рп}} = 53 \text{ тыс. м}^3$.

Произведем количественный расчет резервуаров в РП по формуле (19):

$$n_{\text{рвс}} = \frac{V_{\text{рп}}}{V_{\text{рвс}10000} \cdot \eta}, \quad (19)$$

где $V_{\text{рвс}}$ – объем резервуара, принятого для проектирования, м^3 ;

$V_{\text{рп}}$ – объем резервуарного парка, м^3 ;

η – коэффициент использования полезной емкости резервуара по отношению к строительному номиналу.

$$n_{\text{рвс}} = \frac{53000}{10000 \cdot 0,76} = 6,97 \approx 7 \text{ шт.}$$

4 Вспомогательное оборудование

4.1 Система дренажа

Система дренажа предназначена для освобождения технологического оборудования от нефти путем открытия дренажных задвижек. Система сбора утечек предназначена для отвода нефти, вытекающей из оборудования.

Сбор утечек, дренаж технологического оборудования, а также сброс нефти при срабатывании ССВД осуществляются по отдельным трубопроводам в подземные горизонтальные резервуары (РГС-100) для сбора нефти – резервуары-сборники [5].

4.2 Очистные сооружения

На НПС предусмотрено наличие сооружений для очистки хозяйственно-бытовых сточных вод, а для НПС с резервуарным парком – наличие дополнительных очистных сооружений производственно-дождевых сточных вод [6].

Принципиальная технологическая схема очистки производственно-дождевых сточных вод включает отстаивание, реагентную напорную флотацию, фильтрацию, сорбцию (от нефтепродуктов, взвешенных веществ) и откачку очищенных сточных вод к месту выпуска.

Принципиальные технологические схемы очистки хозяйственно-бытовых сточных вод в общем виде включают: механическую очистку; биологическую очистку (биологический фильтр); доочистку сточных вод, обеззараживание сточных вод, выпуск сточных вод, обработку осадка.

Обязательное обеззараживание сточных вод выполняется с применением различных методов: установок ультрафиолетового обеззараживания, озонирования и хлорирования [7].

4.3 Система молниезащиты

Система внешней молниезащиты подразделяется на два уровня: 1-й – надежность защиты от прямого удара молнией, равная 0,99 % и 11-й – надежность защиты от прямого удара молнией, равная 0,95 %. Все типы резервуаров для нефти относятся к 1-му уровню молниезащиты и обеспечиваются изолированной системой молниезащиты, представляющей собой систему молниеотводов, установленных отдельно от защищаемого сооружения [8].

4.4 Система обеспечения пожарной безопасности

Система обеспечения пожарной безопасности объектов МН обеспечивает исключение возможности превышения значений допустимых пожарных рисков, указанных в Федеральном законе от 22.07.2008 г. № 123 – ФЗ [9].

На объектах НПС интеграция установок пенного пожаротушения и водяного охлаждения в единую систему производится при использовании общего оборудования (наружных сетей, насосных агрегатов, источников водоснабжения, емкостей хранения пенообразователя, систем дозирования, средств автоматики и автоматизации и т. д.) На тип устанавливаемой системы пенного пожаротушения и водяного охлаждения объектов МН влияет вид технологического сооружения, свойства нефти и другие факторы [10].

Насосная станция системы пенного пожаротушения и водяного охлаждения НПС располагается в отдельном здании и соединена с резервуарами противопожарного запаса воды (количество на НПС не менее двух) и включает в себя насосы и баки-дозаторы пожарные (для регулирования концентрации пены) [11].

Пожарная безопасность объектов МН обеспечивается:

- 1) архитектурно-планировочными решениями (расстояния между объектами);
- 2) применением огнестойких материалов;
- 3) проектными решениями по обеспечению безопасности людей при возникновении пожара (запасные выходы, системы приточно-вытяжной вентиляции);
- 4) возможностью безопасного доступа подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара (наличие двух въездов, ширина ворот и ширина дорожного покрытия);
- 5) наличием специальных систем.

4.5 Устройства электроснабжения

Электродвигатели для привода магистральных и подпорных насосов получают электроэнергию от закрытого распределительного устройства, которое запитано от питающей подстанции (питающая подстанция может относиться к НПС или являться собственностью сторонней организации и подключаться к ВЛ-110 кВ или КЛ-6 кВ).

Щит станций управления, подсоединенный к КТП, должен обеспечивать управление и защиту электродвигателей, задвижек, вспомогательных систем и других электроприемников, а также автоматический ввод резерва электропитания [12]. Вдоль магистрального нефтепровода смонтированы вдольтрассовые линии электропередачи воздушные с кабельными вставками, используемые для обеспечения электрической энергией средств электрохимической защиты и электрооборудования линейной части магистральных нефтепроводов. Вдольтрассовые линии электропередачи могут быть подключены либо к закрытому распределительному устройству НПС, либо к линиям электропередачи сторонней сетевой организации [13].

Методика расчета расхода электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти приведена в РД-91.140.50-КТН-043 – 11 [14].

4.6 Системы автоматизации и телемеханизации. Диспетчерский контроль и управление.

Системы автоматизации и телемеханизации совместно с системами диспетчерского контроля и управления обеспечивают:

1) контроль состояния и управление технологическим оборудованием НПС и ЛЧ МН из операторной НПС, местного диспетчерского пункта, районного диспетчерского пункта;

2) контроль состояния технологического оборудования ЛЧ МН и НПС из территориального диспетчерского пункта и центрального диспетчерского пункта (ЦДП);

3) автоматическую защиту и блокировку технологического оборудования НПС и РП при превышении величин установок защит;

4) автоматическую защиту линейной части МН от превышения давления;

5) автоматическое регулирование давления, расхода, изменение температуры и показателей качества нефти;

6) регистрацию, архивацию, документирование и отображение информации о работе технологического оборудования МН;

7) связь с другими системами автоматизации и информационными системами;

8) устойчивую работу вспомогательных систем НПС при отключениях одного источника электроснабжения [15].

Автоматизация НПС предусматривает наличие агрегатных и общестанционных защит.

Агрегатные защиты МНА и ПНА обеспечивают остановку МНА и ПНА в случае превышения установленных значений параметров контроля и

защиты (например при превышении значения температуры корпуса насоса более 50 °С).

Общестанционные защиты НПС обеспечивают перевод технологического оборудования НПС в безопасное состояние и защиту ЛЧ МН: по давлениям на входе и выходе НПС и РП, по загазованности, при получении сигнала «Пожар», при затоплении помещений и аварийном уровне нефти в емкостях утечек.

Средства телемеханизации МН предназначены для обеспечения дистанционного контроля и управления технологическим оборудованием НПС и линейной части МН.

Автоматизация резервуарного парка имеет свои особенности, такие как обеспечение контроля состояния и уровня нефти в резервуарах, автоматизация системы размыва донных отложений и др.

5 Технологическая схема НПС

Технологическая схема (ТС) – это схема, представляющий принцип работы НПС в виде системы трубопроводов и оборудования с указанием направлений движения потоков [1]. На технологической схеме изображаются (см. чертеж 4):

- система обвязки (соединение трубопроводов), отражающая технологическую схему перекачки;
- схема обвязки резервуарного парка, подпорных и основных насосов;
- узлы учета нефти и технологических задвижек (манифольды);
- узлы приема и ввода в трубопровод очистных и диагностических устройств;
- схемы размещения остального технологического оборудования (регуляторы давления, предохранительные клапаны, фильтры, дренаж и т.д.).

Главное требование при разработке технологических схем – их простота, возможность выполнения всех предусматриваемых проектом технологических операций при минимальном количестве монтируемой запорной и регулирующей арматуры и соединительных деталей, а также обеспечения минимальной протяженности технологических трубопроводов.

Длина трубопроводов обуславливается допустимыми минимальными разрывами между соединяемыми объектами. Наиболее часто используют принципиальные (полные) схемы и схемы соединений (монтажные).

Принципиальная технологическая схема НПС включает в себя резервуары, камеру переключения, камеру (площадку) расходомеров, камеру (площадку) фильтров, подпорную насосную, магистральную насосную, площадку счетчиков и фильтров, блок регуляторов, камеры приема и запуска СОД.

Система перекачки нефти и нефтепродукта на НПС зависит от типа схема соединения насосов и резервуаров. Различают четыре типа систем:

постанционную, из насоса в насос, с подключенным резервуаром, через резервуар.

Поток нефти из предшествующего участка трубопровода поступает во всасывающую линию НПС, направляется на площадку фильтров, где сначала очищается в фильтрах-грязеуловителях от посторонних предметов, а затем проходит через турбинные расходомеры, служащие для оперативного контроля за ее количеством. Далее она направляется в резервуарный парк, где производится ее отстаивание от воды и механических примесей, а также осуществляется коммерческий учет. Для закачки нефти в трубопровод используются подпорная и магистральная насосные. По пути нефть проходит через площадку фильтров и счетчиков с целью оперативного учета, а также площадку регуляторов давления с целью установления в магистральном нефтепроводе требуемого расхода. Площадка пуска СОД служит для запуска в нефтепровод очистных устройств – скребков, а приема СОД – для извлечения скребка, после очистки.

6 Генеральный план

Генеральный план – проектный документ, на основании которого осуществляется планировка, застройка, реконструкция и иные виды строительного освоения территории (см. чертеж 5).

Основной частью генерального плана (также называемой собственно генеральным планом) является масштабное изображение, полученное методом графического наложения чертежа проектируемого объекта на топографический, инженерно-топографический или фотографический план территории, а также роза ветров.

Иными словами, генеральный план НПС – это определенное расположение различных объектов на территории НПС.

Генеральный план НПС содержит комплексное решение планировки и благоустройства территории, размещения зданий и сооружений, транспортных коммуникаций и инженерных сетей в соответствии с существующими нормами проектирования и конкретными климатическими, геологическими, гидрогеологическими условиями и рельефом местности.

Основные требования к генеральному плану следующие. При выборе места расположения НПС необходимо учитывать рациональное и комплексное использование энергетических ресурсов, систем тепло- и водоснабжения, канализационных и очистных сооружений, общественного строительства района.

Генеральный план НПС должен обеспечивать наиболее экономичный производственный процесс на минимальной территории с учетом размещения во всех возможных случаях технологического оборудования на открытых площадках.

Для облегчения размещения отдельных объектов на топографический план площадки наносим «розу ветров» (рисунок 4) и координатную сетку со сторонами 100 х 100 м. Линии сетки обозначаем в горизонтальном направлении буквой А, в вертикальном – буквой Б, перед которыми

записываем расстояние в метрах, кратное шагу сетки до начала координат (за такое расстояние принимается существующая реперная точка). Сетка служит основой для разбивки на местности всех зданий и сооружений.

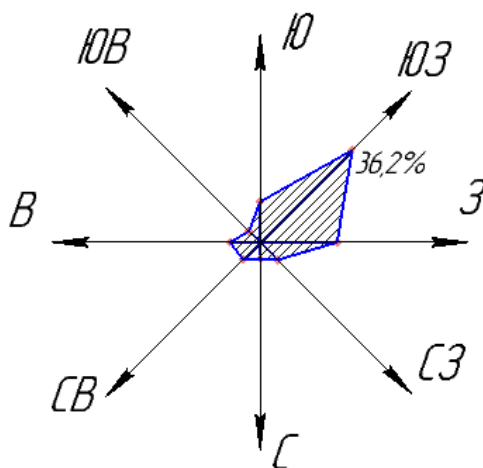


Рисунок 4 – Роза ветров

Разбивкой называют определение проектного положения зданий и закрепление его на местности. Горизонтальная разбивка определяет расположение зданий в плане, вертикальная – высотное положение.

7 Безопасность и экологичность

Нефтегазовая промышленность включает в себя ряд опасных производственных объектов, представляющих угрозу окружающей среде, жизни и здоровью человека.

Такой риск вызван высокой аварийностью, которая возникает из-за возможности разгерметизации трубопроводов, агрегатов, сосудов, износом сложных узлов и оборудования и несоблюдением работниками правил техники безопасности.

Стремление к полному исключению аварийных ситуаций при работе на нефтеперекачивающей станции или сведение ущерба от них к минимуму по отношению к здоровью людей и к окружающей среде – это главная цель производственной безопасности.

7.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

Промежуточная нефтеперекачивающая станция расположена на участке нефтепровода «Сковородино – Козьмино» в Приморском крае и предназначена для создания и поддержания напора нефти в системе нефтепровода «ВСТО-2» и дальнейшей транспортировки.

Основными операциями при работе промежуточной нефтеперекачивающей станции являются прием, учет и краткосрочное хранение нефти, а также закачка нефти в магистральный трубопровод, запуск и прием очистных и диагностирующих устройств и другие вспомогательные операции, связанные с ремонтом оборудования.

При выполнении работ в насосном цехе персонал может быть подвержен воздействию следующих опасных и вредных факторов [16]:

– повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов (ожоги);

- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;
- повышенный уровень напряжения в электрической цепи;
- повышенный уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах;
- пожаро- и взрывоопасность;
- повышенный уровень шума;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- токсичное воздействие на организм человека (токсичные пары и газы).

По основному виду экономической деятельности установлен I класс профессионального риска, характеризующий уровень профзаболеваемости, травматизма и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 0,2 % к начисленной оплате труда работника [17].

Во время работы промежуточной НПС могут возникать следующие аварийные ситуации:

- пожар в насосном зале;
- пожар в электрозале;
- пожар в РП;
- аварийная загазованность в маслоприямке;
- утечка нефти в насосном зале через изношенные уплотнительные соединения;
- исчезновение питания на основном и резервном вводе эл. питания, приведшая к аварийной остановке НПС.

7.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Все работы и обслуживание оборудования выполняются в производственном помещении круглый год в круглосуточном режиме, посменно.

Проектируемая промежуточная нефтеперекачивающая станция расположена в Приморском крае.

Климат Приморского края – умеренный муссонный. Зима сухая и холодная с ясной погодой. Весна продолжительная, прохладная, с частыми колебаниями температуры. Лето тёплое и влажное. Осень, как правило, тёплая, сухая, с ясной погодой. В самом холодном месяце года – январе - температура в среднем составляет от -12 до -20 °С. Самые теплые месяцы в году – июль и август. В этот период средняя температура составляет +18 до +20 °С, но на летние месяцы приходится максимум количества осадков, нередко тайфуны.

Во время обслуживания станции рекомендуется размещать персонал в отапливаемых помещениях с наличием горячей и холодной воды. Для поддержания оптимальных параметров воздушной среды жилые и производственные помещения станции оснащены системами отопления, работающими от централизованной котельной.

Рабочая зона центробежных насосов, перекачивающих нефть, характеризуется повышенным температурным режимом, поскольку при работе привода насоса выделяется большое количество тепла. Производственные помещения оборудованы системами вентиляции для предотвращения загазованности рабочей зоны.

7.3 Санитарные требования к производственным помещениям и размещению используемого оборудования

Насосный цех находится на свайном железобетонном фундаменте, наземная часть выполнена из сборных элементов. Несущей частью каркасного здания являются колонны; стены выполняются из специальных стеновых панелей. Покрытия в виде плит и панелей укладываются на несущие элементы. Площадь производственного помещения, рассчитанного под один агрегат, составляет более 50 м², на станции установлено 6 насосных агрегатов, что обеспечивает достаточный объем рабочей зоны для обслуживающего персонала [18].

В зале насосных агрегатов находятся опасные проходы, это связано с их расположением, так как они находятся рядом с нагретыми поверхностями и вращающимся оборудованием. Эти проходы должны быть оборудованы ограждением и предупредительными знаками [19].

Необходимо следить за содержанием концентрации вредных веществ в воздухе рабочих помещений, уровнем вибрации и шума. Они не должны превышать установленных нормативов.

Производство работ в ночной период требует освещения рабочего места. Искусственное освещение производственной зоны должно отвечать нормативным требованиям и составлять не менее 200 лк.

Кроме рабочих мест, должны быть освещены объекты, подходы, проезды к ним. Минимальное значение освещенности таких мест составляет не менее 50 лк [20].

При выполнении газоопасных работ для освещения рабочих мест должны использоваться светильники во взрывозащищенном исполнении с напряжением 12 В [21].

Машинистам насосных установок выдается следующий комплект СИЗ:

- комбинезон хлопчатобумажный;
- рукавицы комбинированные;

- ботинки кожаные;
- противогаз;
- каска защитная;
- наушники противошумные;
- куртка на утепляющей прокладке;
- брюки на утепляющей прокладке;
- сапоги кожаные утепленные.

Слесарям по ремонту технологических установок и операторам дополнительно к комплекту выдаются очки защитные, перчатки диэлектрические, респиратор, пояс предохранительный.

7.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

Во время обслуживания оборудования нефтеперекачивающей станции для контроля воздушной среды используются газоанализаторы.

Воздушная среда подвергается контролю по первому требованию рабочих, а также перед началом работ, после каждого перерыва, в течение всего времени выполнения и после окончания работ. Точки контроля выбираются с учетом места и характера проведения работ. Для контроля загазованности применяют специальные газоанализаторы, для анализа ПДК вредных веществ насосного цеха, устанавливается два газоанализатора: в насосном зале и электроприводов. Такие газоанализаторы должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении.

Технологическое оборудование и осветительные приборы должны быть под напряжением менее 12 В, иметь взрывозащищенное исполнение. На всем электрооборудовании указывается уровень взрывозащиты.

Электроинструменты, наряду с электрооборудованием, должны быть заземлены медным проводом и защищены от перегрузок и тока короткого замыкания.

Главный источник воспламенения во время обслуживания станции – электроопасность. Такое оборудование, как корпуса насосов, электродвигателей, сосудов, щитов, а также металлические площадки для дополнительного оборудования, необходимо заземлить и вывести предупредительные таблички. Не допускается одновременное устройство защитного заземления и зануления сети, питающейся от одного источника [22].

7.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

Причинами возгорания при выполнении работ являются:

- искры, возникшие при ударе металлических инструментов или частей оборудования;
- молнии; скопившееся статическое электричество;
- возгорание паровоздушной смеси от поверхностей, нагретых до высокой температуры;
- открытые огневые работы;
- незащищенное технологическое оборудование;
- человеческий фактор и другие.

Здания и помещения нефтеперекачивающей станции подлежат защите автоматическими установками пожаротушения и автоматическими установками пожарной сигнализации. В установках пожаротушения запрещено применение установки пенного пожаротушения с использованием растворов пенообразователей и установки аэрозольного пожаротушения [23].

В помещениях, с установленными насосными агрегатами, первичными средствами пожаротушения являются автоматическая система пожаротушения и ручные углекислотные огнетушители [24].

Пожаробезопасность обеспечивается соблюдением нормативных требований:

– работникам необходимо пройти противопожарный инструктаж и сдать зачет по пожарно-техническому минимуму, знать и выполнять инструкции по пожарной безопасности на рабочем месте, а также уметь пользоваться первичными средствами пожаротушения;

– на станции устанавливается охранная зона, по 25 м с каждой стороны, а также происходит периодическая вырубка растительности в пределах 3 м и на территории для обеспечения противопожарных условий;

– до начала газоопасных работ необходимо оформлять наряд-допуск и проводить инструктаж работников, допущенных к работам;

– на отдельно отведённой площадке устанавливаются склады горючесмазочных материалов, площадки для оборудования и дополнительные стоянки для машин и механизмов;

– горючие отходы производства необходимо складировать на специально отведенных площадках в контейнеры или ящики, затем вывозить;

– территория нефтеперекачивающей станции находится под охраной, с целью предотвращения террористических актов и актов вандализма [22].

7.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

К поражающим факторам, возникающим на нефтеперекачивающей станции в результате возможных чрезвычайных ситуаций, относятся: воздушная ударная волна, обломки, осколки, тепловое излучение. К вторичным поражающим факторам относятся обломки зданий и сооружений, разрушенных во время чрезвычайной ситуации, а также взрывы емкостей, агрегатов и трубопроводов с нефтью при разрушении [25].

Все работники полностью обеспечены медицинскими и индивидуальными средствами защиты.

Характерной особенностью объекта является непрерывность технологического процесса (перекачка нефти насосными агрегатами), что

подразумевает нахождение персонала на территории насосного цеха только во время ремонта оборудования или плановых обходов.

На НПС имеются дополнительные внешние источники образования вторичных поражающих факторов: площадки для оборудования, склады горючесмазочных материалов, горючие отходы, мусор, а также стоянки машин и механизмов.

Для ликвидации возможных аварий, инцидентов и их последствий, на станции создается собственное аварийно-спасательное формирование, а также заключается договор на обслуживание с аварийно-спасательными службами.

7.7 Экологичность проекта

Нефтеперекачивающая станция является источником загрязнения воздушной среды, почвы, поверхностных и грунтовых вод.

В целях предотвращения и сокращения загрязнения почвы, водоемов и воздушной среды, предусматривается принять следующие меры:

1. Сокращение технологических потерь нефти. Герметизация системы сбора и транспорта нефти.
2. Сокращение выбросов дымовых труб котельных, путём установления современных фильтров для очистки дымовых газов котельных и подбора оптимального режима работы котлов, а также проводить своевременное техническое обслуживание.
3. Уменьшение площади НПС, за счет рационального и компактного размещения технологических объектов на территории станции.
4. Контроль и защита трубопроводов и оборудования от коррозии.
5. Тщательный контроль параметров (уровня, давления, температуры, загазованности) и соблюдение технологического процесса.
6. Обустройство системы канализации и очистки сточных вод.

Для обеспечения должного экологического уровня предусмотрены рекультивация земель, посадка деревьев, посев трав для защиты от ветровой эрозии.

Для охраны и предупреждения загрязнения почвы и водного пространства предусматривается система сбора хозяйственно-бытовых стоков по самотечным трубопроводам и дальнейшая очистка сточных вод. После проведения очистки, осуществляется контроль соответствия требованиям к сточным водам и сброс сточных вод в почву.

8 Экономическая часть

В экономической части дипломного проекта необходимо рассчитать единовременные и эксплуатационные затраты на строительство и эксплуатацию промежуточной нефтеперекачивающей станции на нефтепроводе «ВСТО-2», а также в отдельности затраты на строительство и эксплуатацию НПС.

Единовременные затраты включают: сметную стоимость строительства, фонд оплаты труда, страховые взносы, а также взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний строителей и монтажников.

К эксплуатационным затратам относятся амортизационные отчисления, плата за электроэнергию, заработная плата рабочим, страховые взносы.

8.1 Расчет единовременных затрат на реализацию проекта

В таблице 4 представлен список оборудования, необходимого для монтажа установки подготовки газа.

Таблица 4 – Стоимость оборудования для монтажа установки подготовки газа

Наименование	Кол-во	Цена за ед. с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.	Источник
Промышленное помещение	1	5796656	5796656	[26]
Насос магистральный	4	462443	1849772	[27]
Насос подпорный с двигателем	2	124600	249200	[28]
РВСП 53 тыс. куб. м (массой 99428 кг).	7	5468540	38279780	[29]

Окончание таблицы 4

Наименование	Кол-во	Цена за ед. с НДС, руб.	Стоимость с НДС, руб.	Источник
Емкость дренажная подземная V= 25 м ³	1	1420000	1420000	[29]
Блок-контейнер КИПиА	1	743456	743456	[30]
Очистные сооружения БИОЛОС	1	128000	128000	[31]
Итого			48466864	48466864

По итогам расчетов на закупку оборудования для НПС необходимо 48466864 рублей.

Условно примем, что монтаж оборудования составит 20 % от стоимости.

Рассчитаем затраты на проведение монтажных работ по формуле

$$Ст - сть монтажа = Ст - сть ГРС \cdot 20\% \quad (20)$$

Произведем расчет:

$$Ст - сть монтажа = 48466864 \cdot 0,2 = 9693373 \text{ руб.}$$

Сведем единовременные капитальные вложения в таблицу 5.

Таблица 5 – Единовременные капитальные вложения

Показатели	Цена, руб.
Стоимость оборудования	48466864
Стоимость монтажа	9693373
Итого	58160237

На рисунке 5 приведена структура капитальных вложений в строительство НПС.

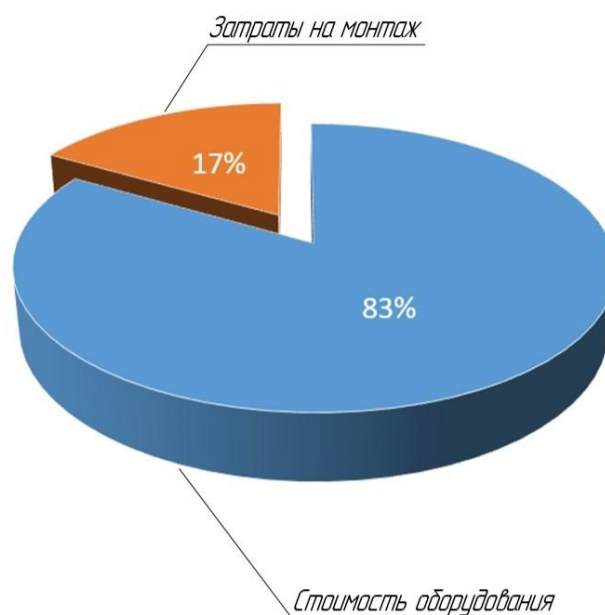


Рисунок 5 – Капитальные вложения в строительство НПС

8.2 Расчет годовых эксплуатационных затрат НПС

Рассчитаем годовые эксплуатационные затраты на обслуживание станции, находящейся на территории Приморского края. Районная надбавка составляет 30 %.

Эксплуатационные затраты в себя включают:

- заработную плату обслуживающего персонала;
- страховые взносы;
- амортизационные отчисления оборудования;
- плату за электроэнергию.

Годовой фонд оплаты труда приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет годового фонда оплаты труда обслуживающего персонала

Должность	Кол-во	Оклад, тыс. руб.	Районный коэффициент 30 % от оклада, тыс. руб.	Итого за месяц на одного работника, тыс. руб.	Месячный фонд основной зарботной платы, тыс. руб.
Начальник станции	1	70000	21000	91000	91000
Инженер	1	60000	18000	78000	78000
Трубопроводч ик линейный	2	40000	12000	52000	104000
Машинист насосных установок	2	35000	10500	45500	91000
Оператор технологическ их установок	2	45000	13500	58500	117000
Итого:	8				481000

Зарплаты работников за месяц равны:

- начальник станции 70000 руб.;
- трубопроводчик линейный 40000 руб.;
- инженер 60000 руб.;
- Машинист насосных установок 35000 руб.;
- оператор технологических установок руб [32].

Страховые взносы составляют 30 % от фонда заработной платы.

Затраты на взносы представлены в таблице 7.

Данные работы относятся к первому классу профессионального риска.

Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний – 0,4% от фонда заработной платы.

Таблица 7 – Страховые взносы и взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний

Наименование затрат	Сумма затрат, тыс. руб.
Страховые взносы	144300
Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний	19240
Итого:	163540

По результатам расчетов, годовой фонд оплаты труда составил:

$$163540 \cdot 12 = 1962480 \text{ рублей.}$$

Сумма амортизационных отчислений $\Sigma_{\text{Аморт}}$ рассчитывается линейным методом по формуле:

$$\Sigma_{\text{Аморт}} = \frac{C_{\text{OC}} \cdot H_{\text{г}}}{100\%} \quad (21)$$

где C_{OC} – первоначальная стоимость основного оборудования, руб;

$H_{\text{г}}$ – годовая норма амортизационных отчислений, %.

$$H_{\text{г}} = \frac{100}{\text{Ср.службы}}$$

Сумма амортизационных отчислений приведена в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет годовых амортизационных отчислений по оборудованию.

Наименование	Стоимость без НДС, руб.	Срок эксплуатаци и, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизацион- ных отчислений, руб.
Промышленное помещение	4830546,67	20	5	24152733
Насос магистральный	1541476,67	15	6,67	10281649
Насос подпорный с двигателем	207666,67	12	8,33	1729863
РВСП 53 тыс. куб. м (массой 99428 кг).	31899816,6 7	25	4	1,28E+08
Емкость дренажная подземная V= 25 м3	1183333,33	12	8,33	9857167
Блок-контейнер КИПиА	619546,67	12	8,33	5160824
Очистные сооружения БИОЛОС	106666,67	12	8,33	888533,4
Итого		179670036,5		

По итогам расчетов амортизационные отчисления составили 179670036,5 рублей.

Затраты на текущий ремонт от основного оборудования составляют 5% от полной стоимости оборудования.

Затраты на текущий ремонт приведены в таблице 9.

Затраты на текущий ремонт составили 2019452,65 рублей.

Расчет затрат на электроэнергию проведем по формуле:

$$P_{э/э} = T_{э/э} \cdot (Q \cdot 12), \quad (22)$$

где $P_{э/э}$ – плата за электроэнергию руб.;

$T_{э/э}$ – тариф за электроэнергию составляет 3,97 руб./кВт ч;

Q – среднее потребление электроэнергии 26368500 кВт ч /год.

Таблица 9 – Затраты на текущий ремонт

Наименование	Стоимость без НДС, руб.	Сумма затрат на текущий ремонт, руб.
Промышленное помещение	4830546,67	241527,33
Насос магистральный	1541476,67	77073,83
Насос подпорный с двигателем	207666,67	10383,33
РВСП 53 тыс. куб. м (массой 99428 кг).	31899816,67	1594990,83
Емкость дренажная подземная V= 25 м3	1183333,33	59166,67
Блок-контейнер КИПиА	619546,67	30977,33
Очистные сооружения БИОЛОС	106666,67	5333,33
Итого		2019452,65

Таблица 10 – Затраты на электроэнергию

Наименование	Количество	Потребляемая мощность в сутки, кВт ч	Стоимость электроэнергии в год
Насос магистральный	3	968	4208041,2
Насос подпорный с двигателем	1	232	336179,6
Итого			4544220,8

Подведем итог по результатам расчетов годовых эксплуатационных затрат на обслуживание установки.

Расчет эксплуатационных затрат на НПС приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Годовые эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты	Сумма, тыс. руб.
Фонд оплаты труда	481000
Страховые взносы	144300
Взносы на страхование от несчастных случаев и профессиональных заболеваний	19240
Амортизация	179670036,5
Затраты на текущий ремонт	2019452,65
Затраты на электроэнергию	4544220,8
Итого	186878250

Структурная диаграмма годовых эксплуатационных затрат представлена на рисунке 6.

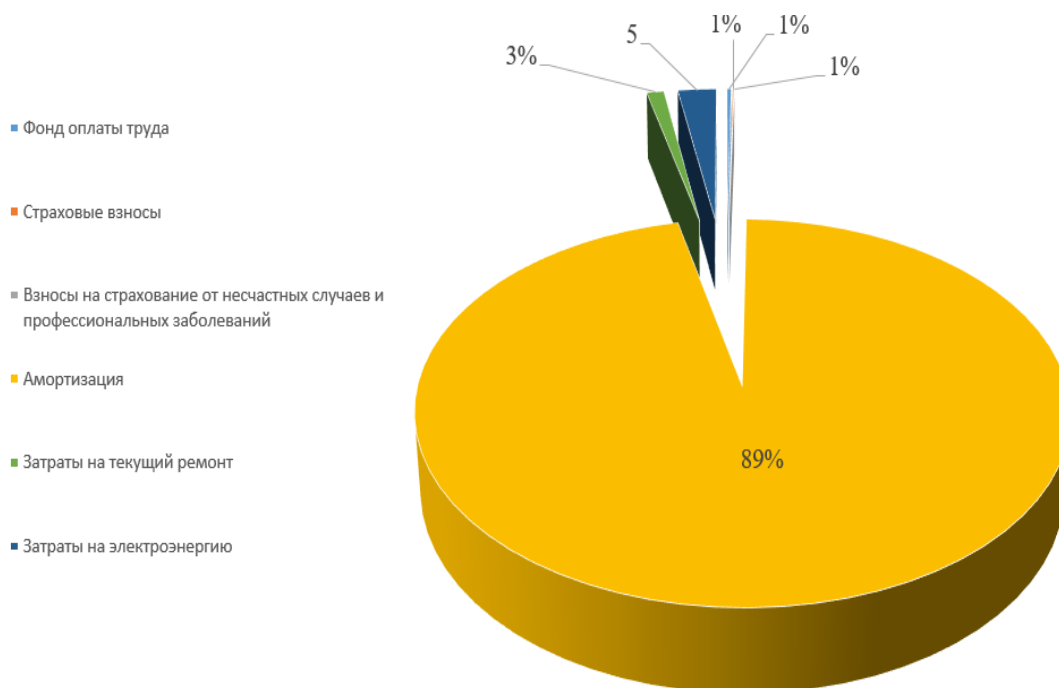


Рисунок 6 – Структура эксплуатационных затрат на обслуживание НПС

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована промежуточная нефтеперекачивающая станция на нефтепроводе «Сковородино – Козьмино» для создания и поддержания напора нефти в системе нефтепровода «ВСТО-2» и дальнейшей транспортировки.

Для достижения поставленных задач был произведен подбор основного насосного оборудования, были выполнены расчеты по определению часовой пропускной способности, мощности потребляемой насосами и расхода электроэнергии. Проведена оценка экономической эффективности проекта и его безопасности жизнедеятельности. Было выявлено, что на НПС, оптимальными НА служат НПВ 1250-60 и НМ 1250-260.

В экономической части работы содержатся расчеты единовременных капитальных вложений на строительство промежуточной нефтеперекачивающей станции и эксплуатационных годовых затрат.

Раздел «Безопасность и экологичность» содержит анализ опасных и вредных производственных факторов, а также санитарные требования к производственным помещениям и размещению используемого оборудования.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- НПС – Нефтеперекачивающая станция;
МНА – Магистральные насосные агрегаты;
НМ – Насос магистральный;
ПНА – Подпорные насосные агрегаты;
НПВ – Насос подпорный вертикальный;
НПЗ – Нефтеперекачивающий завод;
ССВД – Система сглаживания волн давления;
МН – Магистральный нефтепровод;
ЛЧ МН – Линейная часть магистрального нефтепровода;
РП – Резервуарный парк.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 РД-75.180.00-КТН-198 – 09 Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. – Введ. 16.09.2009. – Москва: ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 204 с.

2 Сооружение и эксплуатация насосных и компрессорных станций: учеб. пособие для студентов, обучающихся по направлению подготовки – 23.03.03 «Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов» / О.Н. Петров, А.Н. Сокольников, Д.В. Агровиченко, В.И. Верещагин. – Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2018. – 243 с.

3 Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие для вузов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа: ООО «Дизайн-ПолиграфСервис», 2002. – 658 с.

4 РД 153-39.4-113 – 01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – Введ. 01.07.2002. – Москва: ОАО «АК «Транснефть», 2002. – 54 с.

5 ТПР-75.180.00-КТН-057 – 15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Нефтеперекачивающие станции. Типовые проектные и технические решения. – Москва: ОАО «АК «Транснефть», 2015. – 156 с.

6 АО «Транснефть – Западная Сибирь»: производственнопрактическое издание / Д.С. Снигерев, В.В. Токарев, М.О. Мызников, Д.С. Паркина. : АО «Транснефть – Западная Сибирь». – 4-е изд., доп. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2016. – 79 с.

7 ОР-13.060.30-КТН-263 – 09 Технологический регламент эксплуатации и технического обслуживания очистных сооружений сточных вод на объектах магистральных нефтепроводов. – Москва: ОАО «АК «Транснефть», 2011. – 25 с.

8 РД-91.020.00-КТН-076 – 07 Нормы проектирования молниезащиты объектов магистральных нефтепроводов и коммуникаций организаций системы «Транснефть». – Акт. 17.06.2011. – Москва: ОАО «АК «Транснефть», 2007. – 48 с.

9 Технический регламент о требованиях пожарной безопасности : федер. закон Российской Федерации от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ // Материал подготовлен специалистами «КонсультантПлюс». – 2008. – 22 июл.

10 РД-13.220.00-КТН-142 – 15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Системы пенного пожаротушения и водяного охлаждения. Нормы проектирования. – Москва: ОАО «АК «Транснефть», 2015. – 56 с.

11 ОР-13.220.10-КТН-066 – 16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Порядок эксплуатации систем пенного пожаротушения и водяного охлаждения на объектах организаций системы «Транснефть». – Москва: ПАО «Транснефть», 2016. – 269 с.

12 ОТТ-29.020.00-КТН-076 – 15 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Щиты станций управления. Общие технические требования. – Москва: ПАО «Транснефть», 2018. – 55 с.

13 РД-29.240.00-КТН-163 – 16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация вдольтрассовых линий электропередачи и средств электрохимической защиты. Требования к организации и выполнению работ. – Москва: ПАО «Транснефть», 2016. – 71 с.

14 РД-91.140.50-КТН-043 – 11 Методика расчёта расхода электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти. – Москва: ОАО «АК «Транснефть», 2011. – 21 с.

15 РД-35.240.50-КТН-109 – 13 Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения. – Москва: ОАО «АК «Транснефть», 2013. – 356 с.

16 ГОСТ 12.0.003 – 74 «Системы стандартов безопасности труда. Опасные производственные факторы». – Введ. 01.01.1976. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 1976. – 4 с.

17 О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний: федер. закон Российской Федерации от 22 дек. 2005 г. № 179-ФЗ// «КонсультантПлюс». – 2005. – 22 дек.

18 СП 2.2.1.1312 – 03 Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий. – Введ. 25.06.03. – Москва: Минздрав России, 2003. – 18 с

19 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.

20 СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. – Введ. 20.05.2011. – Москва: Минрегион России, 2011. – 74 с.

21 ТОИ Р-112-17 – 95 Типовая инструкция по организации безопасного проведения газоопасных работ на предприятиях нефтепродуктообеспечения; введ. 01.08.1995. – Москва: СКБ «Транснефтеавтоматика», 1995. – 6 с.

22 ППБО 116 – 85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности; введ. 25.11.1985 – Москва: 1998.

23 ВНТП 2 – 86 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – Введ.

24 СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. – Введ. 25.03.2009. – Москва: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 107 с.

25 ГОСТ 22.0.07 – 95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. – Введ. 1.01.1997. – Москва: Стандартиформ, 2005. – 12 с.

26 WebSteel [Электронный ресурс]: Каталог цен на промышленное помещение. Режим доступа:

<https://www.websteel.pkvesta.ru/Account/Login?ReturnUrl=%2FClient>

27 Кабель.РФ [Электронный ресурс]: Каталог цен на магистральные насосы. Режим доступа:

https://krasnoyarsk.cable.ru/pumps/pumps-1d_1250_63b_%2B_air_250_m6.php

28 Контракт Мотор [Электронный ресурс]: Каталог цен на подпорные насосы. Режим доступа:

<https://kontmotor.ru/product/k200-150-315a->

[534?frommarket=http%3A%2F%2Fmarket.yandex.ru%2Fpartner&yclid=16238733704663255961900000](https://kontmotor.ru/product/k200-150-315a-534?frommarket=http%3A%2F%2Fmarket.yandex.ru%2Fpartner&yclid=16238733704663255961900000)

29 ТНМК [Электронный ресурс]: Каталог цен на резервуары. Режим доступа: <https://tnmk-24.ru/rezervuar-rvsp-50000>

30 Энергоснабжение [Электронный ресурс]: Каталог цен на контейнеры. Режим доступа:

<https://krasnoyarsk.tsk-energo.ru/product/kontejner-pbk-7-7000h2350h2900-bazovaya-komplektatsiya-dlya-dgu-ot-600-do-1000-kvt>

31 Оникс [Электронный ресурс]: Каталог цен очистные сооружения. Режим доступа: <https://ecostoc.ru/prays/>

32 НН [Электронный ресурс]: Каталог вакансий. Режим доступа: <https://vladivostok.hh.ru/?customDomain=1>

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

« 13 » июня 2021 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Проектирование нефтеперекачивающей станции

Руководитель  18.06.21 доцент, канд. техн. наук В.И. Верещагин

Выпускник  16.06.2021 А.А. Волнин

Красноярск 2021

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме:
«Проектирование нефтеперекачивающей станции»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



Е.В. Мусяченко

Нормоконтролер



О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проектирование нефтеперекачивающей станции» содержит 62 страницы текстового документа, 32 использованных источника, 6 листов графического материала.

НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩАЯ СТАНЦИЯ, ТРУБОПРОВОД, ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА, НАСОСНЫЕ АГРЕГАТЫ.

Объект ВКР: нефтеперекачивающая станция на участке нефтепровода «ВСТО-2».

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование промежуточной НПС на нефтепроводе «Сковородино – Козьмино» в Приморском крае для создания и поддержания напора нефти в системе нефтепровода «ВСТО-2» и дальнейшей транспортировки.

Задачи дипломной работы:

- 1 изучить сведения о проектируемом объекте;
- 2 подобрать основное оборудование в соответствии с пропускной способностью;
- 3 выполнить расчеты на определение мощности потребляемой насосами и расхода электроэнергии;
- 4 привести экономический расчет единовременных и годовых эксплуатационных затрат на реализацию проекта.

В настоящей бакалаврской работе произведен подбор основного насосного оборудования для обеспечения дальнейшей перекачки нефти и выполнены расчеты по определению часовой пропускной способности, мощности потребляемой насосами и расхода электроэнергии, а также перерасчет характеристик насоса с воды на нефть, составлены генеральный план и технологическая схема НПС. В том числе представлены разделы: безопасность и экологичность проекта, экономическая часть.

В разделе «Безопасность и экологичность» проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, представлены санитарные требования к производственным помещениям и размещению используемого оборудования.

В экономической части работы рассчитаны единовременные затраты на реализацию проекта и годовые эксплуатационные затраты.

Обоснованием для проектирования нефтеперекачивающей станция является проектирование НПС на участке нефтепровода «ВСТО-2», которая будет обеспечивать дальнейшую перекачку нефти, в соответствии с нормативной документацией.