

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Расчет и подбор оборудования для головной нефтеперекачивающей станции»

УДК 622.692.4.052-047.74

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Е	Михеев Т. А.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Беляев Д. В.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН	Жаворонок А. В.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Черемискина М. С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Манабаев К. К.	к.ф.-м.н, доцент		

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 «Нефтегазовое дело» («Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»)
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Манабаев К.К.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Е	Михееву Т. А.

Тема работы:

«Расчет и подбор оборудования для головной нефтеперекачивающей станции»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	853/С от 04.02.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10 июня
--	---------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</p>	<p>Объектом исследования является головная нефтеперекачивающая станция.</p> <p>Исходные данные:</p> <p>Годовая производительность нефтепровода $G_r = 15$ млн. т/год;</p> <p>Плотность нефти $\rho_{293} = 870$ кг/м³;</p> <p>Кинематическая вязкость $\nu_{273} = 33,4$ мм²/с, $\nu_{293} = 7,5$ мм²/с;</p> <p>Расчетная температура перекачки $T_{II} = 275$ К</p> <p>Допустимое рабочее давление $p_{доп} = 6,4$ МПа.</p>
--	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Аналитический обзор ГНПС. 2. Основные положения о принципе работы и устройстве насосов. 3. Расчет насосного оборудования ГНПС. 4. Финансовый менеджмент. 5. Социальная ответственность.
---	--

<p>Перечень графического материала</p> <p>(с точным указанием обязательных чертежей)</p>	
---	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p>(с указанием разделов)</p>
--

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Жаворонок А. В., Ассистент ОСГН
Социальная ответственность	Черемискина М. С., ассистент ООД ШБИП

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	7 февраля 2019
--	----------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Беляев Д. В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Е	Михеев Т. А.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Е	Михееву Т. А.

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета проекта.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Проведение оценки экономической эффективности исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет проекта
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ОСГН	Жаворонок А. В.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Е	Михеев Т. А.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа 2Б5Е	ФИО Михееву Т. А.
-----------------------	-----------------------------

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования ВКР является насосное оборудование головной нефтеперекачивающей станции (ГНПС). Насосное оборудование занимает важное место во всей нефтяной отрасли, поэтому соблюдение правил безопасности при его эксплуатации ведет к сокращению аварийных ситуаций на многих объектах отрасли.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Рассмотрены специальные правовые нормы трудового законодательства; – Рассмотрены организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность: <p>2.1. анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2 обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Анализ и подбор мероприятий для следующих опасных и вредных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень вибрации; – повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; – пожаро- и взрывоопасность; – незащищенные подвижные части производственного оборудования; – опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.
3. Экологическая безопасность	Анализ источников загрязнения на НПС и их влияние на атмосферу, гидросферу и

	литосферу, определение основных мероприятий по ООС.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Определены основные виды ЧС, характерные для НПС, а также представлены основные причины и действия по ликвидации аварий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Черемискина М. С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Е	Михеев Т. А.		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
29.04.2019	Обзор литературы	15
07.05.2019	Технологическая часть	18
20.05.2019	Расчетная часть	20
21.05.2019	Финансовый менеджмент	15
03.06.2019	Социальная ответственность	15
10.06.2019	Заключение и оформление работы	17

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Беляев Д. В.			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Манабаев К. К.	к.ф.-м.н.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа выполнена в форме бакалаврской работы на 78 страницах, которая содержит 22 таблицы, 19 рисунков и 24 использованных источника.

Ключевые слова: головная нефтеперекачивающая станция, магистральный насос, подпорный насос, насосный агрегат, расчет.

Объектом исследования является оборудование головной нефтеперекачивающей станции.

Целью работы является подбор и расчет насосных агрегатов на головной нефтеперекачивающей станции.

В работе рассмотрена конструкция основного оборудования, используемого на головных нефтеперекачивающих станциях, а также произведен подбор магистральных и подпорных насосных агрегатов и расчет основных характеристик подобранных насосных агрегатов.

Подобранные насосные агрегаты активно используются в системе транспорта нефти и нефтепродуктов.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Определения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

насосный агрегат: Агрегат, состоящий из насоса или нескольких насосов и приводящего двигателя, соединенных между собой.

допустимый кавитационный запас насоса: Минимальный кавитационный запас, обеспечивающий работу насоса без снижения напора.

трубопровод магистральный: Единый производственно-технологический комплекс, включающий в себя здания, сооружения, его линейную часть, в том числе объекты, используемые для обеспечения транспортирования, хранения и (или) перевалки на автомобильный, железнодорожный и водный виды транспорта жидких или газообразных углеводородов, измерения жидких (нефть, нефтепродукты, сжиженные углеводородные газы, газовый конденсат, широкая фракция легких углеводородов, их смеси) или газообразных (газ) углеводородов, соответствующих требованиям законодательства Российской Федерации.

давление рабочее: Наибольшее избыточное давление участка трубопровода на всех предусмотренных в проектной документации стационарных режимах перекачки.

байпас: Трубопровод с запорно-регулирующей арматурой, соединяющий вход и выход технологической установки (сооружения), и предназначенный для направления всего или части потока перекачиваемого продукта в обход этой установки, в том числе для исключения ее из работы при обслуживании или в случае отказа.

арматура запорная: Промышленная запорная арматура, предназначенная для перекрытия потока рабочей среды с определенной герметичностью.

ротор насоса: Отдельная сборочная единица, содержащая вал с установленными на нем рабочим колесом(ами), защитными втулками и другими закрепленными на валу деталями.

авария: Опасное техногенное происшествие, создающее на объекте, определенной территории или акватории угрозу жизни и здоровью людей и приводящее к разрушению зданий, сооружений, оборудования и транспортных средств, нарушению производственного или транспортного процесса, а также к нанесению ущерба окружающей природной среде.

Обозначения и сокращения

АВОМ – аппарат воздушного охлаждения масла;

ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция;

КИП и А – контрольно-измерительные приборы и аппаратура;

НМ – насос магистральный;

НПВ – насос подпорный вертикальный;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПНПС – промежуточная нефтеперекачивающая станция;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

РВСП – резервуар вертикальный стальной со стационарной крышей с понтоном;

РВСПК – резервуар вертикальный стальной с плавающей крышей;

РП – резервуарный парк;

СОД – средства очистки и диагностики;

СТД – синхронный трехфазный двигатель;

ШН – шестеренный насос.

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.

3. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
4. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
5. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
6. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
7. ГОСТ 12124-87 Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основные параметры.
8. ГОСТ 24537-80 Кожухи оградительные. Конструкции и размеры.
9. ГОСТ 34183-2017 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Насосы центробежные нефтяные. Общие технические условия.
10. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВЕДЕНИЕ	15
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	16
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	17
2.1. Технологическая схема ГНПС	18
2.2. Основные и подпорные центробежные насосы для магистральных трубопроводов.....	22
2.3. Конструкция и компоновка насосного цеха	26
2.4. Вспомогательные системы насосного цеха	28
2.4.1. Система разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений	28
2.4.2. Система сбора утечек от торцевых уплотнений	31
2.4.3. Система смазки и охлаждения подшипников	31
2.4.4. Система подачи и подготовки сжатого воздуха.....	34
2.4.5. Средства контроля и защиты насосного агрегата	34
2.5. Резервуарные парки нефтеперекачивающих станций	36
2.5.1. Общие сведения о резервуарных парках	36
2.5.2. Стальные вертикальные цилиндрические резервуары	37
2.5.3. Стальные вертикальные цилиндрические резервуары с понтоном 37	
2.5.4. Стальные вертикальные цилиндрические резервуары с плавающей крышей	38
3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....	41
3.1. Исходные данные для технологического расчета	41
3.2. Расчетные значения плотности и вязкости перекачиваемой нефти	41
3.3. Подбор насосного оборудования для ГНПС и расчет рабочего давления на выходе.....	42
3.4. Определение диаметра и расчет толщины стенки трубопровода	43
3.5. Расчет характеристик насоса НМ 2500-230.....	45
3.6. Расчет характеристик насоса НПВ 2500-80.....	46
3.7. Пересчет характеристик насоса НМ 2500-230 с воды на вязкую нефть 47	
3.8. Пересчет характеристик насоса НПВ 2500-80 с воды на вязкую нефть 48	
3.9. Подбор электродвигателя для магистрального насоса НМ 2500-230 .	49
3.10. Подбор электродвигателя для подпорного насоса НПВ 2500-80.....	50

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ.....	51
4.1. Введение	51
4.2. Анализ конкурентных технических решений	51
4.3. SWOT-анализ	52
4.4. Структура работ	53
4.6. Стоимость оборудования.....	54
4.7. Материальные затраты	55
4.8. Основная заработная плата исполнителей	55
4.9. Дополнительная заработная плата	56
4.10. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	57
4.11. Формирование бюджета затрат проекта	58
4.12. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта	58
4.13. Заключение.....	61
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	63
5.1. Введение	63
5.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	63
5.3. Производственная безопасность	64
5.4. Анализ опасных и вредных производственных факторов	66
5.4.1. Повышенный уровень общей вибрации	66
5.4.2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	67
5.4.3. Пожаро- и взрывоопасность.....	69
5.4.4. Незащищенные подвижные части производственного оборудования	70
5.4.5. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	70
5.5. Экологическая безопасность	71
5.5.1. Защита атмосферы	71
5.5.2. Защита гидросферы	72
5.5.3. Защита литосферы	72
5.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	73
5.7. Заключение.....	74
ЗАЛЮЧЕНИЕ.....	75
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	76

ВЕДЕНИЕ

Важным элементом топливно-энергетического комплекса России является магистральный трубопроводный транспорт. В силу географического расположения месторождений нефти и газа на территории России, а также их потребителей, трубопроводный транспорт занимает лидирующее место среди всех остальных, так как этот вид транспорта при минимальных экономических затратах обеспечивает стабильную поставку нефти, нефтепродуктов и газа в больших количествах.

Наиболее важной составляющей магистральных нефте- и газопроводов являются насосные и компрессорные станции, без надежной работы которых поставка продукта от мест добычи до потребителя будет невозможной.

Целью работы являются расчет и подбор насосного оборудования для головной нефтеперекачивающей станции.

1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Трубопроводный транспорт является основным способом транспортировки нефти до потребителя. Ведущая роль в процессе транспортировки нефти отведена головным нефтеперекачивающим станциям (ГНПС). ГНПС как наиболее ответственный объект всего магистрального нефтепровода должен обеспечивать стабильный прием нефти с промыслов, а также стабильную подачу нефти в магистральный нефтепровод с требуемым начальным давлением. За необходимый напор отвечают магистральные насосные агрегаты, а для обеспечения их бескавитационной работы применяются подпорные насосы.

Большой вклад в развитие нефтепроводного транспорта внесли В. Г. Шухов, С. Г. Войслав, К. И. Лисенко, Л. С. Лейбензон, М. И. Лазарев, И. П. Илимов и многие другие русские ученые, инженеры и изобретатели.

Способы эффективной эксплуатации насосов при различных режимах работы магистрального нефтепровода рассматриваются в статье А. И. Бирюкова, Е. Г. Князевой, А. А. Руденко, И. Б. Твердохлеба и Л. М. Беккера.

Также в статьях А. В. Афанасьева, Л. М. Беккера, И. Б. Твердохлеба рассматриваются различные способы регулирования скорости вращения насосов и дается оценка их энергоэффективности.

ПАО «Транснефть» разрабатываются насосные агрегаты НМ 2500, НМ 1250 и подпорных насосов на подачу $600 \text{ м}^3/\text{ч}$ с повышенным КПД в рамках «Программы локализации производства импортной продукции на территории РФ для магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов». Для обеспечения всех жизненных этапов цикла продукции разрабатывается Комплексная система управления проектным производством (КСУПП).

В связи с оснащением насосных станций современным оборудованием требуются глубокие знания обслуживающего персонала по эксплуатации как основных, так и вспомогательных систем.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Нефтеперекачивающая станция (НПС) – это комплекс инженерных сооружений и устройств, основным назначением которых является обеспечение перекачки определенного количества нефти [19].

По своему назначению НПС делятся на головные и промежуточные: головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС) располагается в начале магистрального участка, а промежуточные нефтеперекачивающие станции (ПНПС) находятся через каждые 100 – 150 км участка.

ГНПС предназначена для получения нефти с ближайших месторождений, краткосрочного хранения и учета, и закачивания в магистральный трубопровод.

ПНПС предназначена для увеличения энергии потока нефти, которая расходуется на преодоление сил трения и высотных перепадов.

Все объекты НПС делятся на две группы:

1. объекты основного назначения;
2. объекты вспомогательного назначения.

В состав объектов основного (технологического) назначения входят: магистральная и подпорная насосные; резервуарный парк (РП); сеть технологических трубопроводов с запорной арматурой; узел учета нефти с фильтрами-грязеуловителями; камера пуска-приема очистных устройств; узел предохранительных и регулирующих устройств [19].

Объекты вспомогательного и подсобно-хозяйственного назначения включают: понижающую трансформаторную; комплекс сооружений водоснабжения; комплекс сооружений по водоотведению бытовых и промышленных стоков; котельную; инженерно-лабораторный корпус; узел связи; пожарное депо; механические мастерские; мастерские контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА); гараж; административно-хозяйственный блок; складские помещения и т.д. [19].

На промежуточных НПС осуществляется повышение давления от давления всасывания на входе в ППС до давления нагнетания на выходе с целью дальнейшей перекачки.

2.1. Технологическая схема ГНПС

Принципиальная схема коммуникаций, в которой предусмотрено проведение всех необходимых производственных операций по перекачке, называется технологической [18]. На рисунке 1 представлена принципиальная технологическая схема ГНПС.

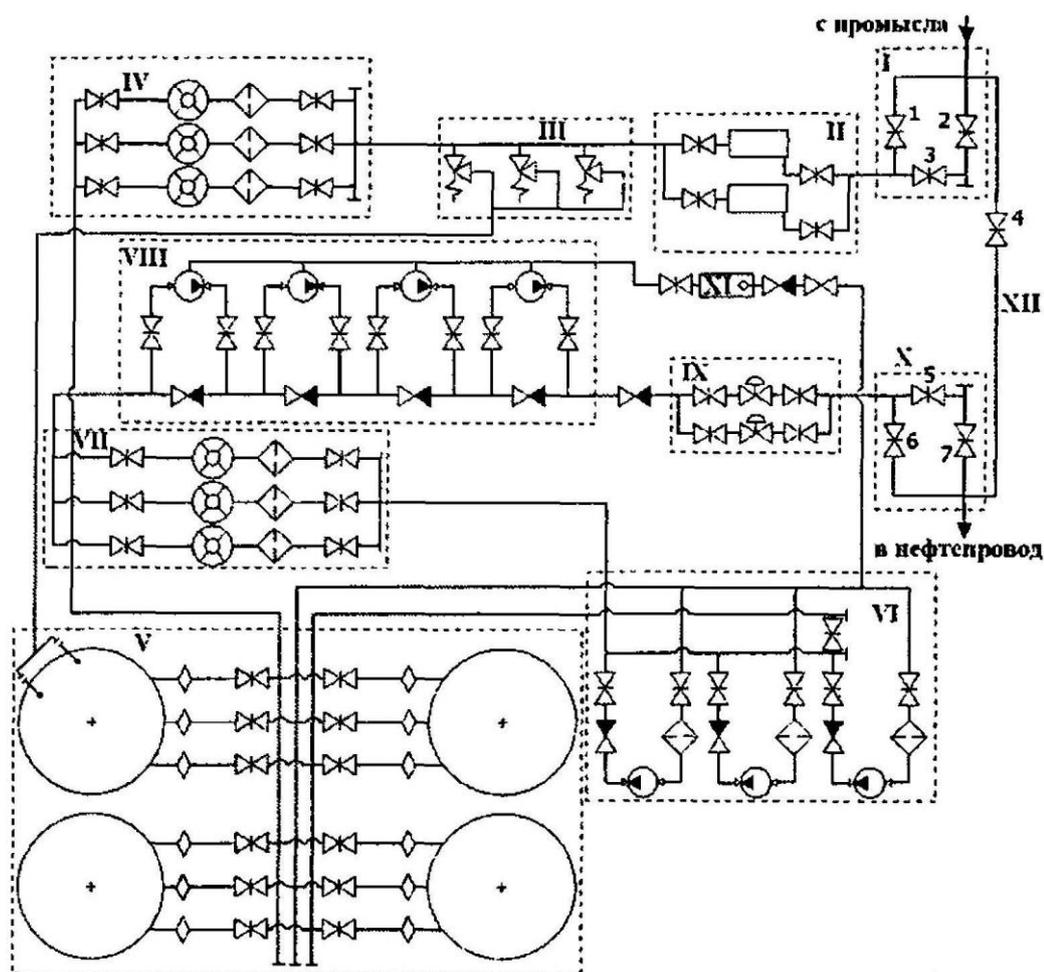


Рисунок 1 – Принципиальная технологическая схема головной нефтеперекачивающей станции:

I – камера приема СОД; II – фильтры-грязеуловители; III – узел предохранительных устройств; IV, VII – узел учета; V – резервуарный парк; VI – подпорная насосная; VIII – магистральная насосная; IX – узел регуляторов давления; X – камера пуска СОД; XII – байпасная линия

Нефть с промысла поступает на станцию, где, проходя через фильтры-грязеуловители II и узел предохранительных устройств III, попадает в узел учета IV и далее в резервуарный парк V. В резервуарном парке нефть отстаивается от механических примесей и воды, а также производится замер количества нефти. Для того, чтобы нефть откачать из резервуаров, используются подпорные насосы, которые размещаются в подпорной насосной VI. Далее нефть через узел учета VII поступает в магистральную насосную VIII, где создается необходимый напор для дальнейшей перекачки по магистральному нефтепроводу, и, проходя узел регуляторов давления IX и камеру пуска СОД X, подается в магистральный нефтепровод.

Таким образом, технологическая схема ГНПС позволяет осуществлять следующие основные операции:

1. прием и учет нефти;
2. кратковременное хранение нефти;
3. обеспечение необходимым начальным давлением для перекачки;
4. перекачку нефти внутри станции;
5. пуск в трубопровод СОД.

Технологический процесс перекачки нефти по магистральному нефтепроводу осуществляется по следующим схемам: постанционная, через резервуар, с подключенным резервуаром, из насоса в насос (рисунок 2).

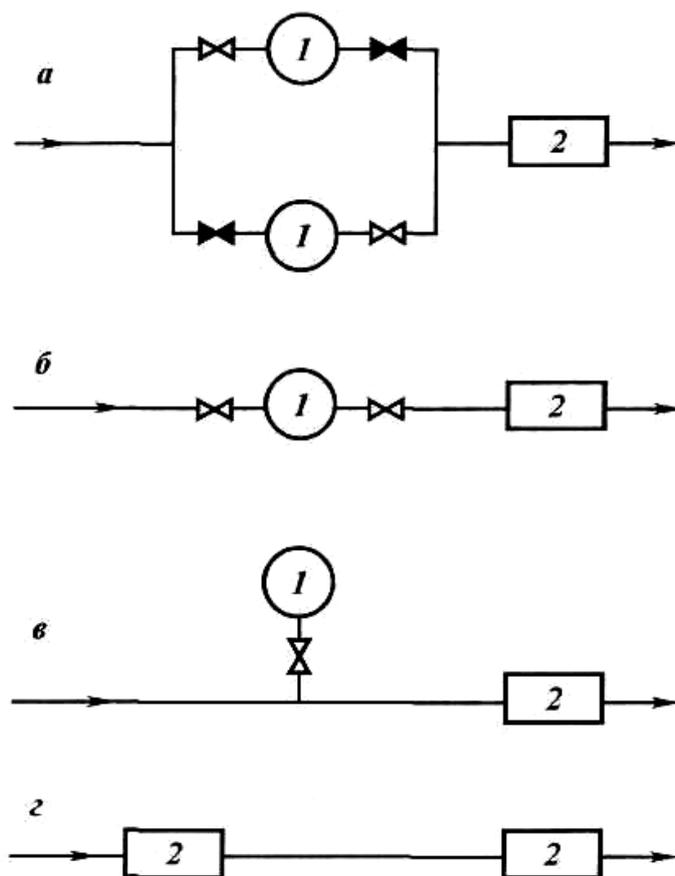


Рисунок 2 – Системы перекачки нефти:

а – постанционная; б – через резервуар; в – с подключенным резервуаром; г – из насоса в насос

Для ГНПС характерна постанционная система перекачки нефти. Особенностью данной системы является поочередный прием нефти в резервуары. Пока заполняется один резервуар, нефть из другого резервуара подается в насосный и цех и далее в магистральный трубопровод. Недостатком данной системы являются потери нефти «от больших дыханий».

Центробежные насосы НПС могут соединяться параллельно, последовательно и комбинированно. Параллельное включение насосов предполагает наличие общих всасывающих и нагнетательных коллекторов, благодаря чему происходит увеличение подачи в число раз, равное количеству параллельно соединенных насосов. На ГНПС параллельную схему соединения имеют подпорные насосы. При последовательном соединении насосов

происходит увеличение напора в каждом из подключенных насосов. Последовательное подключение насосов характерно для магистральных насосов, так как от них требуется создание необходимого давления перекачки.

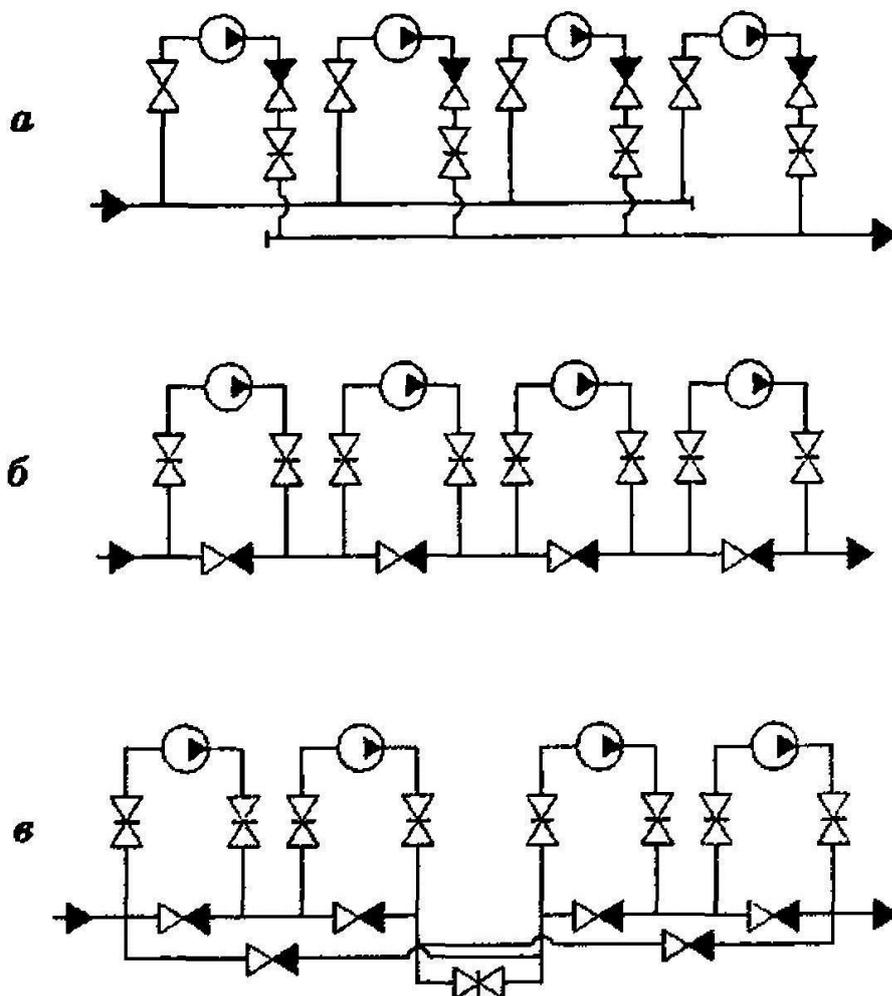


Рисунок 3 – Схемы соединения насосов на НПС:

а – параллельная; б – последовательная; в – комбинированная

Обвязка резервуаров для ГНПС может осуществляться согласно следующим схемам (рисунок 4).

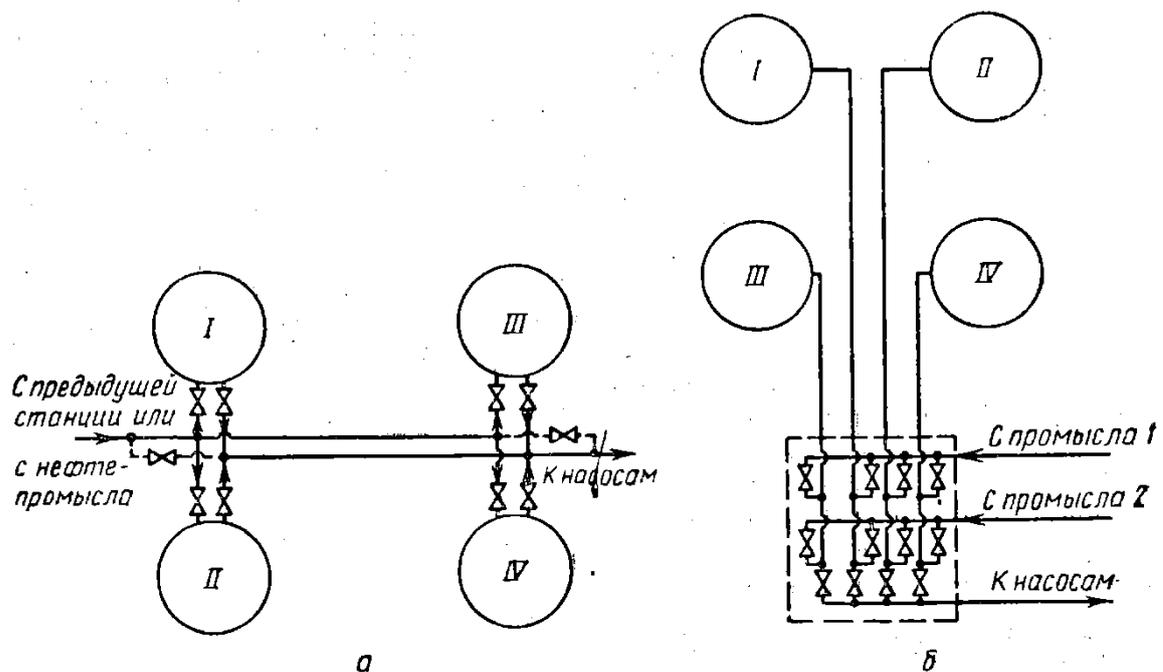


Рисунок 4 – Схемы обвязки резервуаров:

а – для головных и промежуточных станций; б – для головных станций; I -IV – номера резервуаров

В первой схеме заполнение резервуаров осуществляется через отдельный общий коллектор, а опустошение происходит через другой коллектор. Во второй схеме к каждому резервуару проложен отдельный трубопровод, каждый из которых соединен общим коллектором через манифольд.

2.2. Основные и подпорные центробежные насосы для магистральных трубопроводов

Общие технические требования к основным и подпорным насосам приведены в ГОСТ 34183-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Насосы центробежные нефтяные. Общие технические условия» и в ГОСТ 12124-87 «Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основные параметры».

В качестве основных насосов используют насосы типа НМ. Насосы типа НМ бывают секционные и спиральные. В отличие от спиральных насосов

секционные насосы имеют несколько рабочих колес и относительно низкую подачу и высокий напор. Насосы с подачей $1250 \text{ м}^3/\text{ч}$ – секционные, многоступенчатые; если подача больше $1250 \text{ м}^3/\text{ч}$, то такие насосы, как правило, спиральные, одноступенчатые. Спиральные насосы имеют сменные роторы на подачи $0,5Q_0$, $0,7Q_0$, $1,25Q_0$ (Q_0 – номинальная подача насоса).

Общий вид насосных агрегатов показан на рисунке 6.

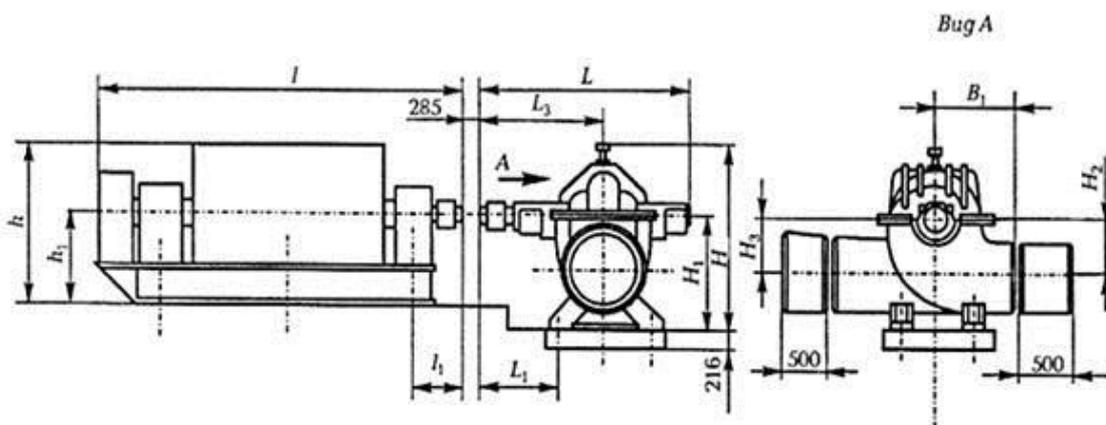


Рисунок 6 – Насосный агрегат серии НМ (спиральный)

Схематичная конструкция магистрального насоса показана на рисунке 7.

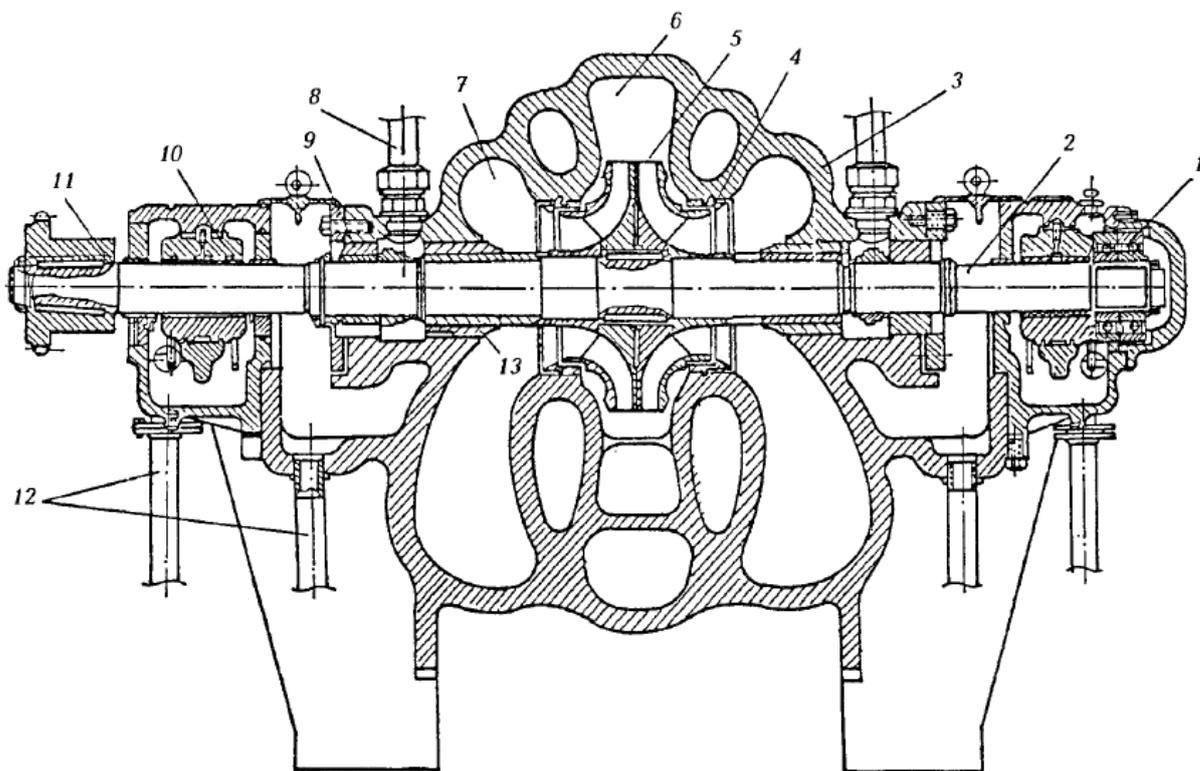


Рисунок 7 – Схема магистрального насоса

1 – радиально упорный подшипник; 2 – вал; 3 – корпус; 4 – щелевые уплотнения; 5 – рабочее колесо; 6 – отвод перекачиваемой жидкости; 7 – подвод перекачиваемой жидкости; 8 – трубы; 9 – торцевые уплотнения; 10 – подшипник скольжения; 11 – зубчатая муфта

Подпорные насосы предназначены для обеспечения бескавитационной работы основных магистральных насосов. Наиболее распространенными являются подпорные насосы типа НПВ. Насосы данного типа – центробежные вертикальные подпорные. Предназначены для работы на открытых площадках при температуре от минус 50 до плюс 45 °С.

Вертикальные насосы опускают в колодец, заполненный нефтью. Двигатель расположен вертикально и работает на открытом воздухе. В качестве двигателей используют вертикальные, асинхронные, короткозамкнутые электродвигатели во взрывозащищенном исполнении с частотой вращения вала 1500 об/мин и напряжением 10 кВт [19].

Наиболее распространенными являются подпорные насосы типа НПВ.

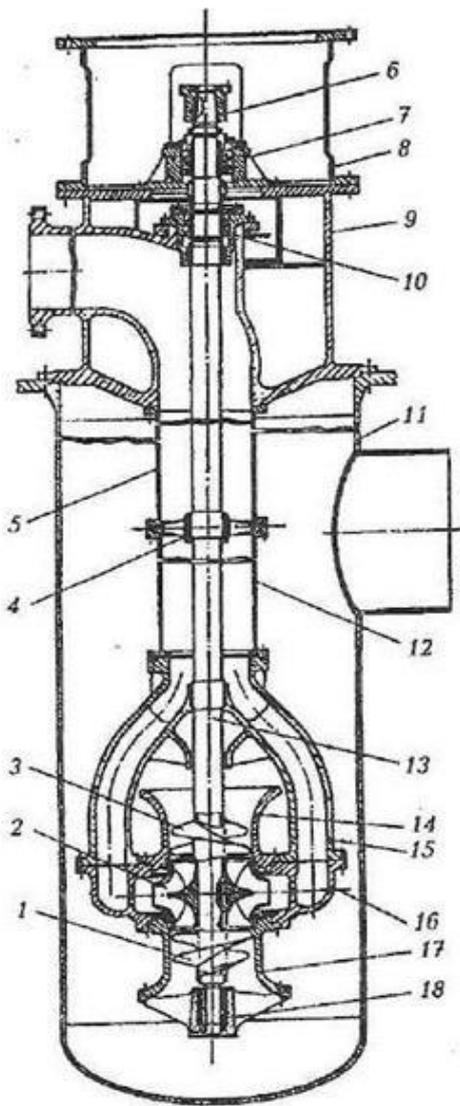


Рисунок 8 – Подпорный вертикальный насос типа НПВ:

1, 3 – предвключенные колеса; 2 – рабочее колесо; 4, 18 – подшипники скольжения; 5, 12 – напорные секции; 6 – втулочно-пальцевая муфта; 7 – сдвоенные радиально-упорные шарикоподшипники; 9 – напорная крышка; 10 – кольцевые уплотнения ротора; 11 – стакан; 13 – вал; 14, 17 – подводы; 15 – переводной канал; 16 – спиральный корпус

Преимуществом подпорных насосов типа НПВ является отсутствие необходимости строить заглубленные станции.

2.3. Конструкция и компоновка насосного цеха

Насосным цехом называют здание или площадку, где размещено насосное оборудование. Насосные могут быть исполнены и в открытом виде, где насосные агрегаты располагаются на улице либо под навесами, либо без них. Зачастую здания насосных выполняют каркасными в один этаж.

При сооружении насосного цеха применяют железобетонные фундаменты нескольких видов:

1. свайные фундаменты (для слабых и просадочных грунтов);
2. одиночные ленточные (сплошные) фундаменты.

По конструкции фундаменты для основных агрегатов бывают тоннельные, массивные, тоннельно-массивные, рамные и столбчатые.

Расчет фундамента проводят согласно статическим и динамическим нагрузкам. Источником статических нагрузок служит вес оборудования. Динамические нагрузки обусловлены работой, пусками и остановками основного оборудования.

Для сооружения цеха применяются огнестойкие материалы (бетон, железобетон, кирпич).

Железобетонные колонны высотой от 8 до 12 м являются несущей основой стен насосной. Продольный шаг колонн составляет 6 м, поперечный – кратный 3. Помещение насосного цеха разделяют воздухонепроницаемой огнестойкой (брандмауэрной) перегородкой на два отдельных зала с отдельными входами и выходами. В первом зале устанавливают магистральные насосы, блок откачки утечек, мостовой кран ручной во взрывобезопасном исполнении, грузоподъемностью 10 т. Во втором зале устанавливают синхронные электродвигатели нормального исполнения типа СТД, со встроенными водяными воздухоохладителями и замкнутым циклом вентиляции воздуха, блок централизованной маслосистемы с аккумулирующим баком и мостовой ручной кран в нормальном исполнении грузоподъемностью 25 т [18].

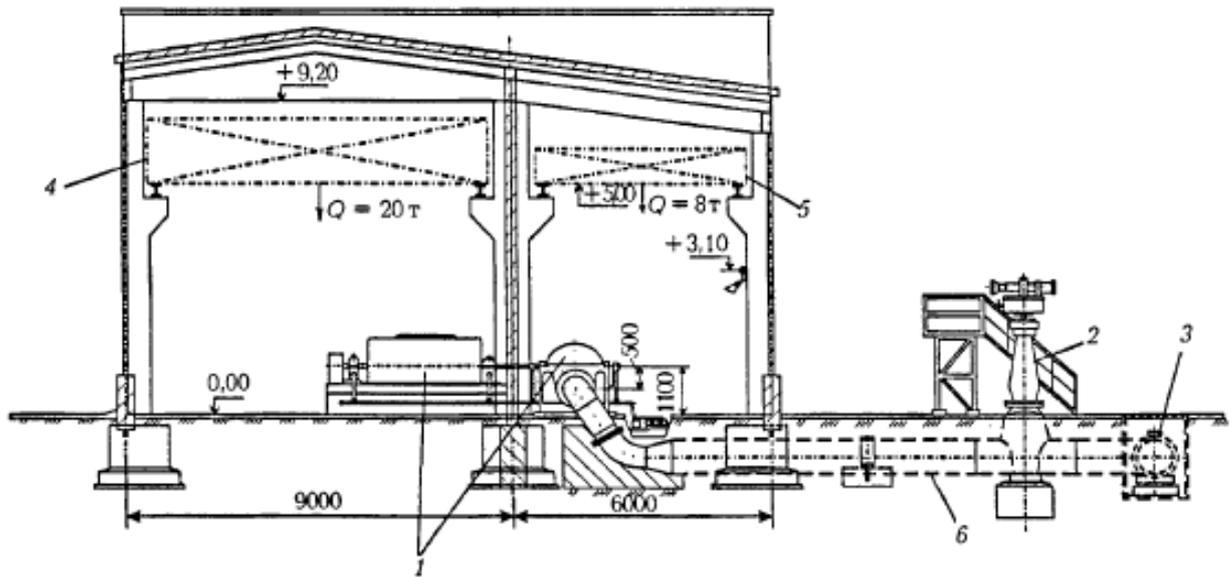


Рисунок 9 – Насосный цех, оборудованный насосными агрегатами НМ 3600-230:

1 – насос с электродвигателем; 2 – задвижка с электроприводом; 3 – клапан обратный; 4 – кран мостовой двухбалочный; 5 – кран ручной мостовой однобалочный; 6 – всасывающий трубопровод

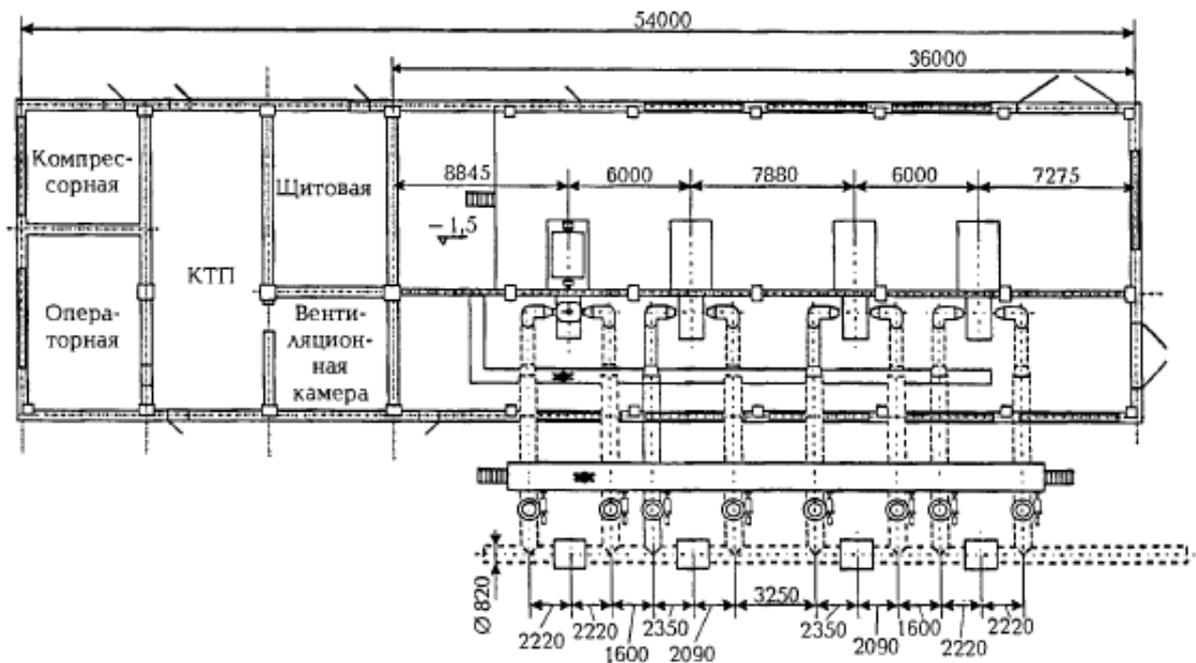


Рисунок 10 – План насосного цеха, оборудованного насосными агрегатами НМ 3600-230

Магистральные насосные агрегаты и электродвигатели соединяются без промежуточного вала и устанавливаются на фундаментах с металлическими опорными рамами. Соединение осуществляется через отверстие в герметизирующей камере разделительной стенки. Для того, чтобы нефтяные пары из насосного зала не проникали в зал электродвигателей, к отверстию в камере подается воздух, который создает упругую пневмозащиту. В зале с насосами расположены системы разгрузки и охлаждения концевых и торцевых уплотнений и система сбора утечек. В зале электродвигателей размещают маслосистему.

Блок откачки утечек, блок очистки и охлаждения масла размещают на специальных металлических рамах. Трубопроводные коммуникации вспомогательных систем прокладывают в грунте на опорах.

2.4. Вспомогательные системы насосного цеха

Для нормальной работы насосного оборудования предусмотрены следующие вспомогательные системы: система контроля за состоянием насосного агрегата, система сбора утечек, система охлаждения и смазки подшипниковых узлов, система разгрузки и охлаждения концевых и торцевых уплотнений, а также различные системы водоснабжения и подачи воздуха.

2.4.1. Система разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений

Чтобы предотвратить выделение большого количества тепла в парах трения торцевых уплотнений прибегают к использованию систем охлаждения торцевых уплотнений.

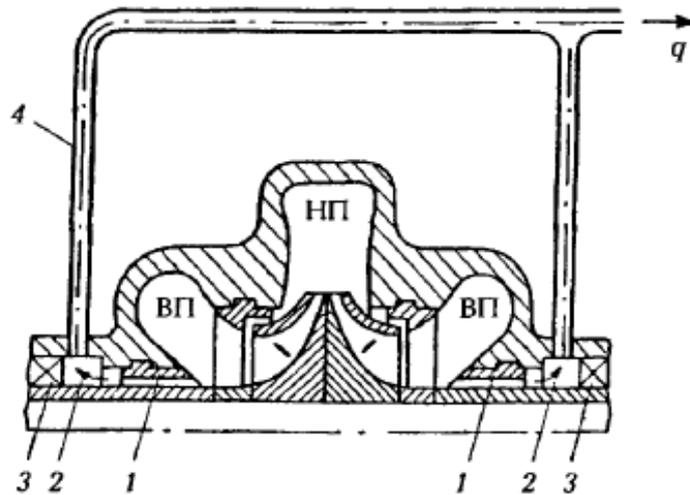


Рисунок 11 – Система охлаждения концевых уплотнений

1 – щелевые уплотнения; 2 – полость камеры; 3 – торцевое уплотнение; 4 – трубопровод

В системе охлаждения, показанной на рисунке 11, происходит постоянная циркуляция жидкости через щелевые уплотнения 1 и полости торцевых уплотнений 2, благодаря чему происходит охлаждение деталей торцевых уплотнений 3 и снижение напора в камерах уплотнений.

Индивидуальная система охлаждения торцевых уплотнений основана на циркуляции жидкости из полости всасывания в полость нагнетания насоса. Схема такой системы представлена на рисунке 12.

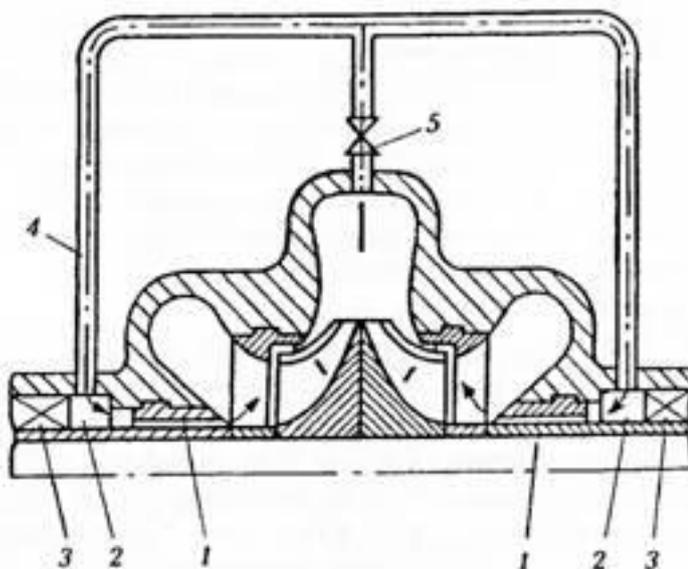


Рисунок 12 – Индивидуальная система охлаждения торцевых уплотнений
«нагнетательная полость – камера уплотнений»:

1 – щелевые уплотнения; 2 – камеры уплотнений; 3 – торцевые уплотнения; 4 – трубопровод; 5 – вентиль

Из нагнетательной области жидкость по трубопроводу 4 попадает в камеру торцевого уплотнения 2, где происходит охлаждение торцевого уплотнения 3. Далее жидкость, проходя через щелевое уплотнение 1 подается в зону всасывания рабочего колеса.

В настоящее время в насосах используется импеллерная система охлаждения торцевых уплотнений. Суть данной системы охлаждения заключается в следующем: на месте щелевых уплотнений устанавливается втулка с винтовой нарезкой, вращаясь вместе с валом насоса, втулка создает динамический напор, который действует в сторону противоположную камере уплотнения. Импеллер устанавливается вместо щелевого уплотнения между камерой торцевого уплотнения и полостью всасывания насоса.

2.4.2. Система сбора утечек от торцевых уплотнений

При эксплуатации насосных агрегатов имеют место быть различные утечки небольших размеров. Относительно большие утечки локализуются в линиях разгрузки торцевых уплотнений. Также при внезапном раскрытии пар трения возможна весьма крупная утечка. Для сбора утечек применяются системы сбора утечек (рисунок 13).

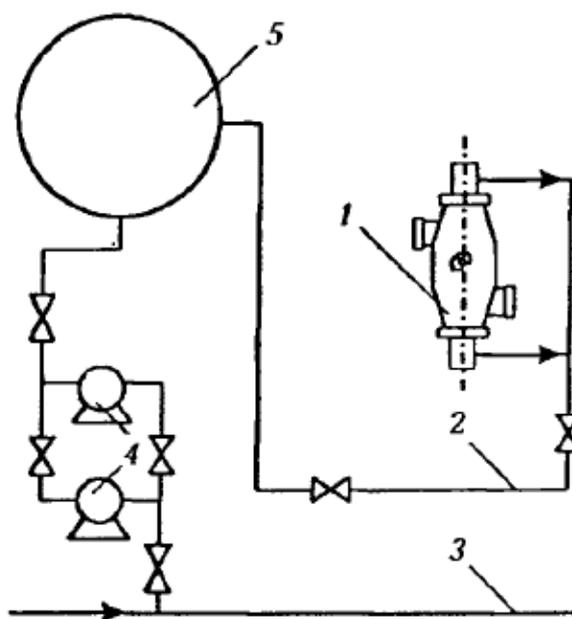


Рисунок 13 – Система сбора утечек

1 – основной насос; 2 – линия разгрузки; 3 – линия трубопроводов; 4 – насос шестеренный; 5 – емкость сбора утечек

Система работает следующим образом: утечки, идущие через линии разгрузки 2, собирают в емкость 5, откуда насосом шестеренным 4 они закачиваются в линию трубопровода 3.

2.4.3. Система смазки и охлаждения подшипников

Насосные агрегаты на НПС имеют принудительную систему смазки. Принципиальная схема системы смазки приведена на рисунке 14.

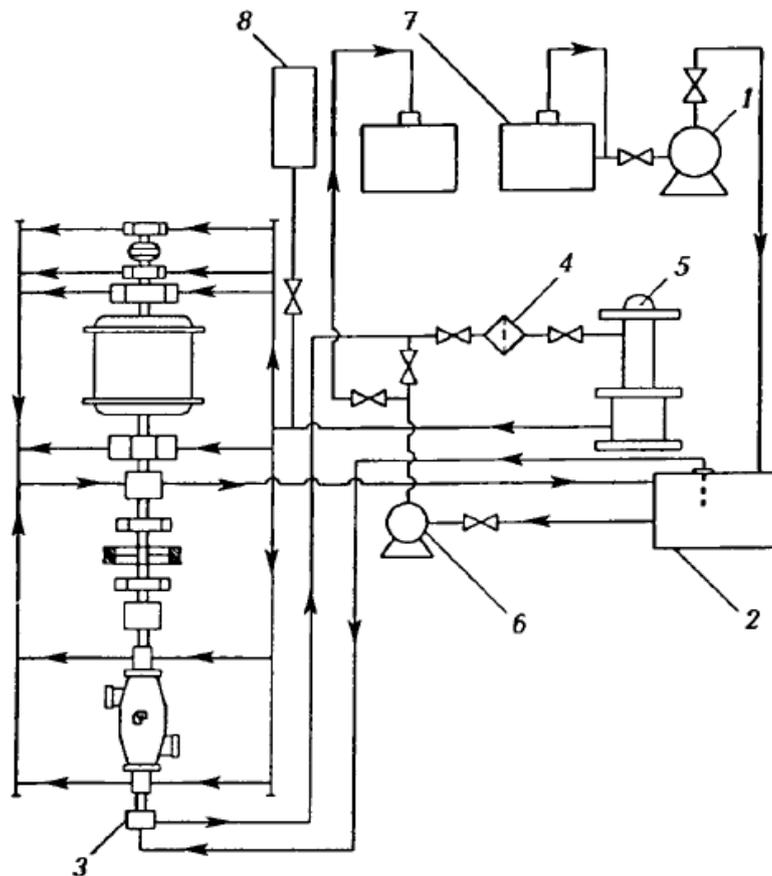


Рисунок 14 - Принципиальная схема системы смазки насосных агрегатов
 1 – насос шестеренный; 2 – емкость; 3 – насос основной; 4 – фильтры; 5 –
 охладитель масла; 6 – насос; 7 – емкость с отработанным маслом; 8 –
 аварийный бак

Насос шестеренный 1 перекачивает масло в емкость 2. Насос основной 3 подает масло на фильтры 4 и охладитель масла 5, откуда масло поступает на подшипниковые узлы. После подшипниковых узлов масло возвращается в емкость 2. Насос 6 предназначен для перекачки отработанного масла в емкость 7. Аварийный бак 8 предназначен для подачи масла при аварийных ситуациях.

Также широкое распространение получили схемы, в которых охлаждение масла происходит в специальных аппаратах воздушного охлаждения – АВОМ.

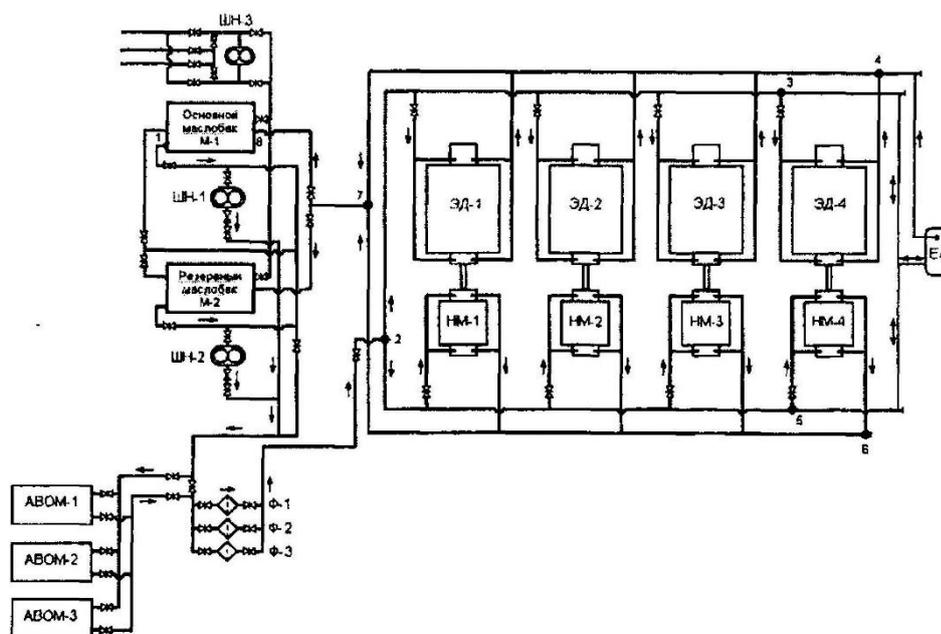


Рисунок 15 – Система смазки насосных агрегатов, включающая АВОМ:

ШН – шестеренный насос; М – маслобаки; АВОМ – аппарат воздушного охлаждения масла; Ф – фильтр; ЭД – электродвигатель; НМ – насос магистральный; ЕА – емкость аккумулирующая

Особенностью такой системы смазки является наличие аппаратов воздушного охлаждения масла (АВОМ).

Работает система в следующем порядке. Шестеренный насос из основного маслобака перекачивает масло на фильтры. Параллельно со смазкой трущихся частей производится охлаждение масла в аппаратах АВОМ. Часть масла из аккумулирующей емкости ЕА поступает к подшипникам насосов и электродвигателям.

Свойства и качество смазочного материала определяется по плотности, вязкости, содержанию воды, температуре вспышки и воспламенения, а также содержанию других примесей (кислот, смол и мелких примесей твердых веществ).

Для смазки подшипниковых узлов насосов и электродвигателей применяют турбинные (Т-22, Т-22л, Т-30), машинные и авиационные масла, а также густые консистентные смазки.

2.4.4. Система подачи и подготовки сжатого воздуха

Предназначена для питания пневмоприводов, устройств КИП и А. 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 °С. Для охлаждения воздуха следует подавать воду в объеме 0,2 – 0,5 м³/ч с температурой не более 20 – 25 °С. Давление воды в теплообменнике не должно превышать 0,5 – 0,6 МПа. Очистку и осушку воздуха необходимо осуществлять постоянно во избежание порчи приборов КИП и выхода из строя автоматики [19].

2.4.5. Средства контроля и защиты насосного агрегата

Защита насосных агрегатов способствует надежной и бесперебойной работе. Защита помогает избавиться от нежелательных вибраций насоса и утечек жидкости через уплотнения, а также перегрева подшипниковых узлов.

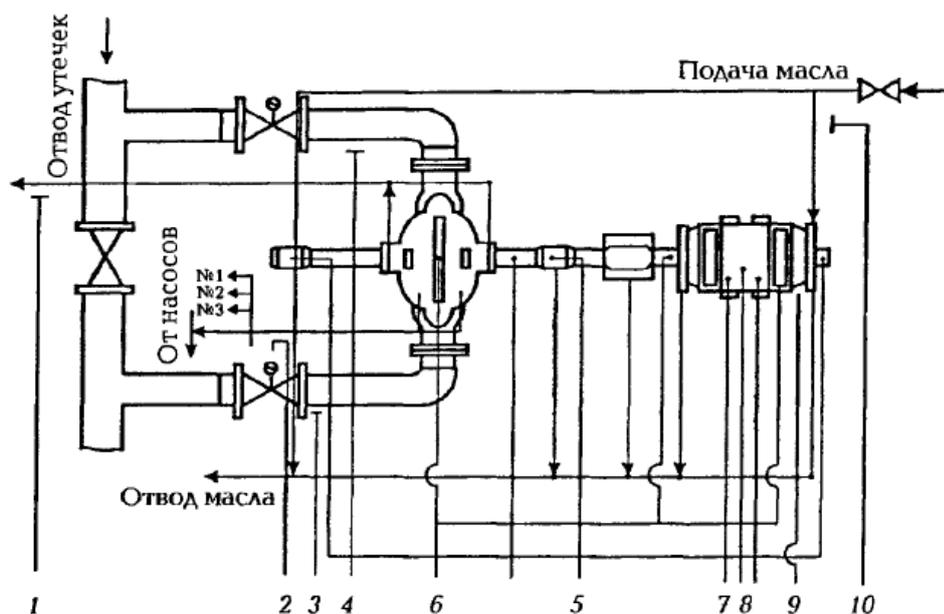


Рисунок 16 – Схема измерений и автоматической защиты основного насосного агрегата

1 – датчик герметичности торцевого уплотнения; 2,3,4, – манометры; 5 – тепловая защита корпуса; 6 – вибросигнал; 7 – амперметр; 8 – счетчик числа часов работы агрегата; 9 – сигнализатор падения давления; 10 – электроконтактный манометр

Насосный агрегат ведет свою работу на высоких скоростях. Для обеспечения такой работы необходимо организовать своевременную бесперебойную подачу смазки и эффективную систему теплового контроля узлов с трущимися деталями.

Для контроля подачи масла используется электроконтактный манометр с контактами, включенными в пусковые цепи электродвигателя. Если в линии смазки будет отсутствовать давление, то данный прибор не позволит включить электродвигатель. А при падении этого давления, работа насосного агрегата будет остановлена. Также нагрузку электродвигателя фиксируют с помощью амперметра.

Использование тепловой защиты корпуса обеспечивает защиту от работы насоса при закрытой задвижке. Насосный агрегат получает разрешение на включение при правильной индикации сигнализатора падения давления.

При резком увеличении утечек, герметичность торцевого уплотнения отслеживается датчиком герметичности торцевого уплотнения.

Контроль вибрации работающего оборудования осуществляется вибросигналом. При критических значениях вибрации, работа насосного агрегата будет приостановлена.

Увеличение межремонтного периода насосного агрегата можно обеспечить, используя счетчик числа часов работы агрегата.

2.5. Резервуарные парки нефтеперекачивающих станций

2.5.1. Общие сведения о резервуарных парках

Резервуарным парком называется комплекс взаимосвязанных резервуаров для выполнения технологических операций приема, хранения и перекачки нефти [18].

Резервуарные парки предназначены:

- для компенсации неравномерности приема-отпуска нефти на границах участков;
- для учета количества нефти;
- для достижения требуемых свойств нефти (отстаивание, компаундирование и т.д.);
- для накопления разных сортов нефти и последующей их перекачки;
- для приема нефти с промыслов.

Резервуарные парки ГНПС предназначены для аккумуляции запасов нефти с целью осуществления бесперебойной работы трубопровода в случае прекращения или нестабильной поставки нефти с месторождения, а также для приема нефти при авариях или плановых остановках перекачки.

Резервуары для хранения нефти классифицируют следующим образом:

- по материалу – стальные, железобетонные, из неметаллических материалов; по расположению относительно земной поверхности – надземные, наземные, полузаглубленные и заглубленные;
- по расположению оси резервуара – вертикальные и горизонтальные.

Наибольшее распространение получили стальные резервуары. Для сокращения потерь нефти от испарения резервуары оборудуются дыхательной арматурой, понтонами или плавающими крышками.

2.5.2. Стальные вертикальные цилиндрические резервуары

Вертикальные стальные резервуары со стационарной крышей (РВС) представляют собой цилиндрический корпус, сваренный из стальных листов 2×8 м при полистовой сборке и 1,5×6 м – при разворачивании рулонной заготовки толщиной 4 – 25 мм с конической или сферической крышей.

Длинную сторону листов располагают горизонтально. Ряд листов образует пояс резервуара. Крыша резервуара опирается по краям на фермы, а у резервуаров большого объема – на центральную стойку. Сварное днище резервуаров стальное и покоится на песчаной подушке. Уклон днища резервуара составляет 0,01 от центра к периферии. Такой уклон способствует сбору подтоварной воды у стенки, что облегчает ее удаление.

Резервуары типа РВС на магистральных нефтепроводах могут иметь объем от 1000 до 100000 м³. Наиболее распространены резервуары РВС 20000.

2.5.3. Стальные вертикальные цилиндрические резервуары с понтоном

Резервуары типа РВСП схожи по конструкции с резервуарами РВС, но особенностью их конструкции является наличие плавающего на поверхности нефти понтона.

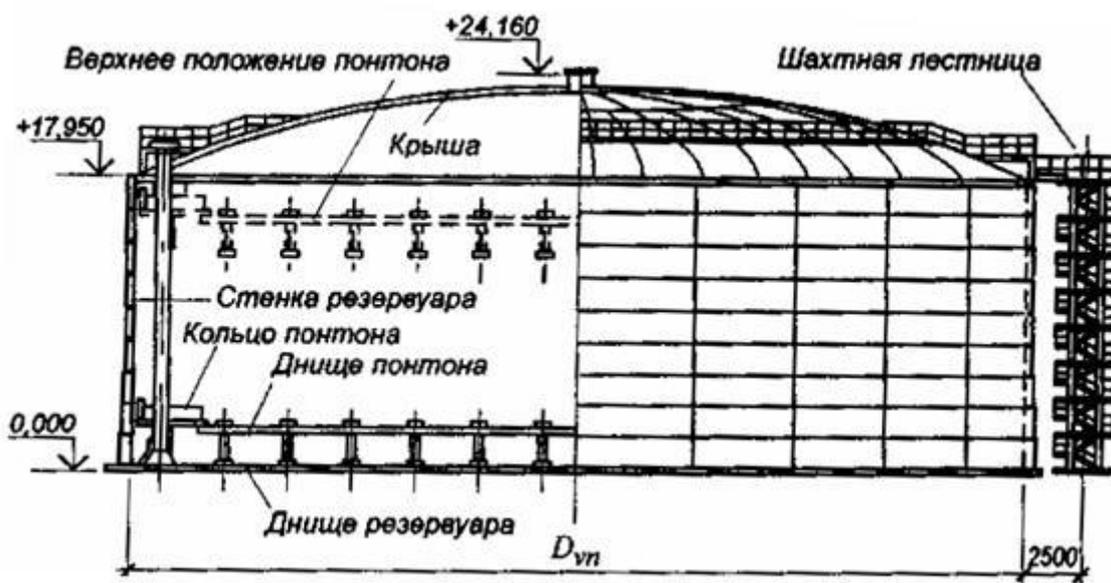


Рисунок 16 – Вертикальный цилиндрический резервуар с понтоном РВСП

Понтон предназначен для сокращения потерь нефти от испарения. Понтоны бывают металлические или синтетические. Металлические понтоны представлены в виде диска с уплотняющими манжетами. Понтон может перемещаться по вертикали в зависимости от уровня жидкости в резервуаре. Перемещение осуществляется с помощью специальных направляющих труб. Синтетические понтоны изготавливают из пенополиуретана. Синтетические понтоны конструктивно состоят из кольца жесткости с сеткой, опирающегося на поплавки, и коврового покрытия из синтетической пленки.

В последнее время применяются алюминиевые понтоны. Основным преимуществом алюминиевых понтонов является устойчивость к коррозии, а также относительно небольшой вес.

2.5.4. Стальные вертикальные цилиндрические резервуары с плавающей крышей

Резервуары типа РВСПК отличаются от остальных типов резервуаров отсутствием стационарной крыши. Объем таких резервуаров достигает 100000 м³.

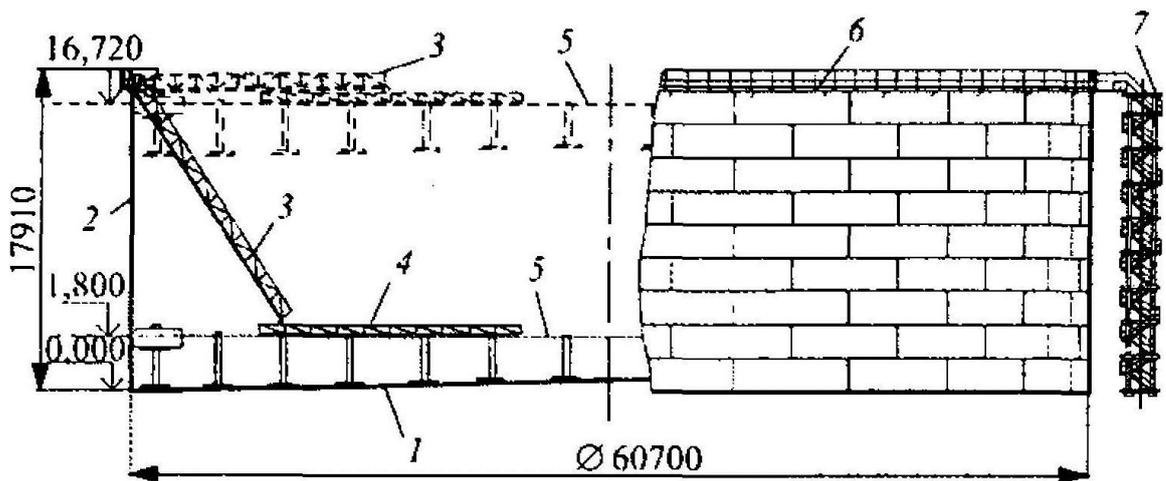


Рисунок 17 – Резервуар типа РВСПК 50000:

- 1 – днище; 2 – стенка; 3 – катучая лестница; 4 – рельсовая дорожка; 5 – плавающая крышка; 6 – кольцо жесткости; 7 – шахтная лестница

Применение резервуаров типа РВСПК ограничено нормативной снеговой нагрузкой до 1500 МПа, при температуре продукта в резервуаре до 40 °С, но не ниже температуры застывания. Если же нормы снеговой нагрузки не могут быть соблюдены, то на резервуар монтируют купольные крыши из алюминия, а саму плавающую крышу переоборудуют в понтон.

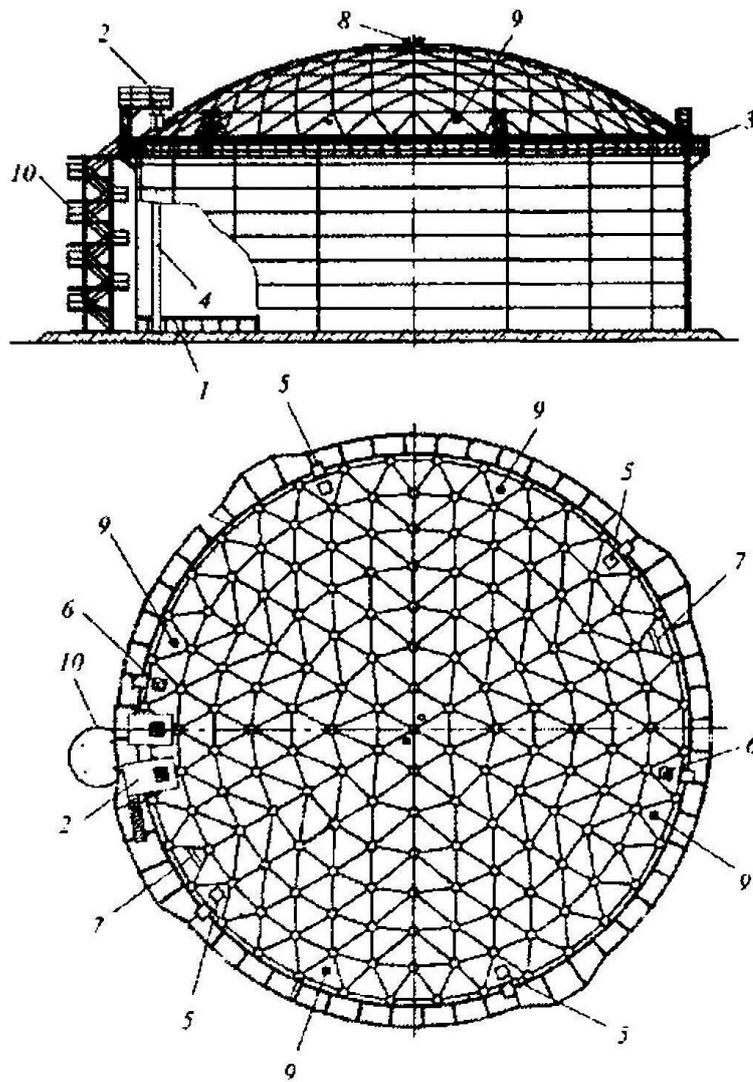


Рисунок 18 – Резервуар с купольной крышей:

1 – понтон; 2 – площадка для обслуживания направляющих; 3 – кольцевая площадка; 4 – направляющие; 5 – смотровой люк; 6 – световой люк; 7 – патрубков противоповоротного устройства; 8- вентиляционные патрубки центральные; 9 – вентиляционные патрубки периферийные; 10 – лестница

3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1. Исходные данные для технологического расчета

Годовая производительность нефтепровода $G_T = 15$ млн. т/год;

Плотность нефти $\rho_{293} = 870$ кг/м³;

Кинематическая вязкость $\nu_{273} = 33,4$ мм²/с, $\nu_{293} = 7,5$ мм²/с;

Расчетная температура перекачки $T_{\Pi} = 275$ К

Допустимое рабочее давление $p_{\text{доп}} = 6,4$ МПа.

3.2. Расчетные значения плотности и вязкости перекачиваемой нефти

Расчетная плотность нефти при температуре $T = T_{\Pi}$ определяется по следующей формуле

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T_{\Pi}), \quad (1)$$

где ρ_{293} – плотность нефти при 293 К, кг/м³; ξ – температурная поправка, кг/(м³ · К).

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293}; \quad (2)$$

$$\xi = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{293} = 1,825 - 0,001315 \cdot 870 = 0,681. \quad (3)$$

Зная температурную поправку ξ , найдем расчетную плотность нефти

ρ_T

$$\rho_T = \rho_{293} + \xi \cdot (293 - T_{\Pi}) = 870 + 0,681 \cdot (293 - 275) = 882,257 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}. \quad (4)$$

Расчетную кинематическую вязкость ν_T находим с помощью формулы Вальтера

$$\log \log(\nu_T + 0,8) = A_v + B_v \cdot \log T. \quad (5)$$

По известным значениям вязкости определяем коэффициенты A_v и B_v в формуле.

$$B_v = \frac{\log \left[\frac{\log(\nu_{293} + 0,8)}{\log(\nu_{273} + 0,8)} \right]}{\log 293 - \log 273} = \frac{\log \left[\frac{\log(7,5 + 0,8)}{\log(33,4 + 0,8)} \right]}{\log 293 - \log 273} = -7,246; \quad (6)$$

$$A_v = \log \log(\nu_{273} + 0,8) - B_v \cdot \log 273 = 17,838; \quad (7)$$

$$\nu_T = 10^{10^{(A_v + B_v \cdot \log 275)}} - 0,8 = 27,710. \quad (8)$$

3.3. Подбор насосного оборудования для ГНПС и расчет рабочего давления на выходе

Подбор насосного оборудования осуществляется исходя из расчетной часовой производительности нефтепровода, которую можно найти при $\rho = \rho_T$ по формуле

$$Q = \frac{G_T \cdot k_{НП}}{24 \cdot N_p \cdot \rho}, \quad (9)$$

где G_T – годовая пропускная способность нефтепровода, млн. т/год; $k_{НП}$ – коэффициент неравномерности перекачки; N_p – расчетное число рабочих дней магистрального нефтепровода.

Для одноконтурных нефтепроводов, подающих нефть от пунктов добычи к системе трубопроводов $k_{НП} = 1,1$.

$$Q = \frac{G_T \cdot k_{НП}}{24 \cdot N_p \cdot \rho} = \frac{15 \cdot 10^9 \cdot 1,1}{24 \cdot 350 \cdot 882,257} = 2226 \frac{\text{м}^3}{\text{ч}}. \quad (10)$$

В соответствии с полученной часовой производительностью нефтепровода подбираем насосы: магистральные насосы – НМ 2500-230; подпорные насосы – НПВ 2500-80.

Напор, который насосы могут развить, определяем согласно следующей формуле

$$H = a - b \cdot Q^2, \quad (11)$$

где a и b – эмпирические коэффициенты.

Напор магистрального насоса НМ 2500-230 с диаметром рабочего колеса $D_2 = 440$ мм составляет:

$$H_M = a_M - b_M \cdot Q^2 = 279,6 - 8,0256 \cdot 10^{-6} = 239,817 \text{ м}. \quad (12)$$

Напор подпорного насоса НПВ 2500-80 с диаметром рабочего колеса $D_2 = 540$ мм составляет:

$$H_{П} = a_{П} - b_{П} \cdot Q^2 = 102,4 - 3,7584 \cdot 10^{-6} = 83,770 \text{ м}. \quad (13)$$

Определяем рабочее давление с учетом того, что число последовательно соединенных и работающих магистральных насосов на НПС $m_M = 3$

$$p = \rho \cdot g \cdot (H_{\Pi} + m_M \cdot H_M) \cdot 10^{-6} \leq p_{\text{доп}}, \quad (14)$$

где $p_{\text{доп}}$ – допустимое давление ГНПС, соответствующее условию прочности корпуса насоса или допустимому давлению запорной арматуры, МПа.

$$p = 882,257 \cdot 9,81 \cdot (83,770 + 3 \cdot 239,817) \cdot 10^{-6} = 6,952 \text{ МПа}. \quad (15)$$

В результате рабочее давление на выходе ГНПС превышает допустимое значение $p_{\text{доп}} = 6,4$ МПа, поэтому уменьшим значение диаметра рабочего колеса до $D_2 = 405$ мм для всех магистральных насосов. Пересчитаем напор магистрального насоса с учетом внесенных изменений

$$H_M = a_M - b_M \cdot Q^2 = 258,7 - 8,5641 \cdot 10^{-6} = 216,248 \text{ м}. \quad (16)$$

В этом случае рабочее давление составит

$$p = 882,257 \cdot 9,81 \cdot (83,770 + 3 \cdot 216,248) \cdot 10^{-6} = 6,34 \text{ МПа}. \quad (17)$$

Так как после пересчета напора насоса условие $p \leq p_{\text{доп}}$ выполняется, то для насоса НМ 2500-230 примем диаметр рабочего колеса равный $D_2 = 405$ мм.

3.4. Определение диаметра и расчет толщины стенки трубопровода

Для того, чтобы вычислить ориентировочное значение внутреннего диаметра, нужно определить из графика, изображенного на рисунке, скорость перекачки w_0 .

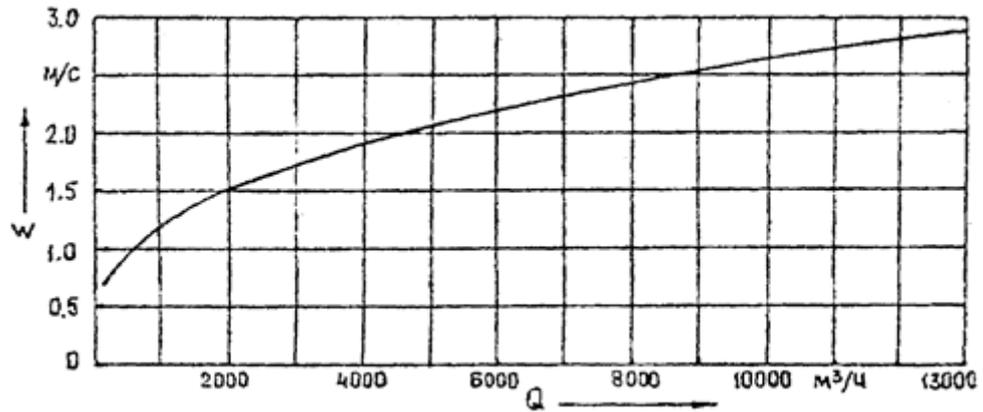


Рисунок 19 – Зависимость скорости перекачки от часовой подачи нефтепровода:

w – скорость перекачки; Q – часовая подача нефтепровода

Для рассчитанной часовой перекачки $Q = 2226 \text{ м}^3/\text{ч}$ ориентировочная скорость перекачки $w_o = 1,6 \text{ м/с}$. Рассчитаем внутренний диаметр трубопровода D_o по формуле

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot w_o}}; \quad (18)$$

$$D_o = \sqrt{\frac{4 \cdot 2226}{3600 \cdot \pi \cdot 1,6}} = 0,702 \text{ м}. \quad (19)$$

Для последующих расчетов подберем ближайший стандартный диаметр трубопровода $D_n = 720 \text{ мм}$. Согласно требованиям СНиП 2.05.06-85*, нефтепроводы диаметром $D_y = 700 \text{ мм}$ и более следует относить к третьей категории (коэффициент условий работы $m = 0,9$).

Для сооружения нефтепровода возьмем прямошовные электросварные трубы Выксунского металлургического завода, которые изготавливаются по ТУ 14-3-1573-99 из горячекатаной стали марки 13Г2АФ (временное сопротивление стали на разрыв $\sigma_B = 530 \text{ МПа}$; коэффициент надежности по материалу $k_1 = 1,4$).

В соответствии с СНиП 2.05.06-85*, принимаются значения коэффициентов надежности по нагрузке $n_p = 1,15$ и надежности по

назначению $k_H = 1$. Определим расчетное сопротивление металла трубы R_1 по формуле

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H}, \quad (20)$$

где R_1^H – нормативное сопротивление растяжению (сжатию), равное временному сопротивлению стали на разрыв, МПа ($R_1^H = \sigma_B$); m – коэффициент условий работы определяется в соответствии с СНиП 2.05.06-85*.

$$R_1 = \frac{530 \cdot 0,9}{1,4 \cdot 1} = 340,714 \text{ МПа}. \quad (21)$$

Значение толщины стенки трубопровода рассчитаем по формуле

$$\delta = \frac{n_p \cdot p \cdot D_H}{2 \cdot (R_1 + n_p \cdot p)}; \quad (22)$$

$$\delta = \frac{1,15 \cdot 6,34 \cdot 720}{2 \cdot (340,714 + 1,15 \cdot 6,34)} = 7,542 \text{ мм}. \quad (23)$$

Округлим полученное значение в большую сторону до ближайшего стандартного значения $\delta_H = 8$ мм.

Рассчитаем внутренний диаметр трубопровода по формуле

$$D_{вн} = D_H - 2 \cdot \delta_H; \quad (24)$$

$$D_{вн} = 720 - 2 \cdot 8 = 704 \text{ мм}. \quad (25)$$

3.5. Расчет характеристик насоса НМ 2500-230

Таблица 1 – Основные характеристики насоса НМ 2500-230

Типоразмер насоса	Насос					
	Номинальный режим					Масса, кг
	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращ., об/мин	Доп. кавит. запас, м	КПД	
НМ 2500-230	2500	230	3000	32	86	3920

Для расчета основных характеристик насоса понадобятся следующие эмпирические коэффициенты из таблицы:

Таблица 2 – Справочные данные по насосу НМ 2500-230

Типоразмер насоса	Ротор	Коэффициенты		Коэффициенты			Параметры насоса, мм	
		a_0	b_0	$c_0 \cdot 10^2$	$c_1 \cdot 10^4$	$c_2 \cdot 10^8$	$D_{вх}$	D_2
НМ 2500-230	1	1,26	0,42	26,2	4,85	-9,7	512	405

Найдем оптимальную подачу по формуле

$$Q_{в.опт} = -\frac{c_1}{2 \cdot c_2}; \quad (26)$$

$$Q_{в.опт} = -\frac{4,85 \cdot 10^{-4}}{2 \cdot (-9,7 \cdot 10^{-8})} = 2500 \text{ м}^3. \quad (27)$$

Границы рабочей зоны определяются следующим образом

$$Q_1 = 0,8 \cdot Q_{в.опт}; \quad Q_2 = 1,2 \cdot Q_{в.опт}; \quad (28)$$

$$Q_1 = 0,8 \cdot 2500 = 2000 \text{ м}^3; \quad Q_2 = 1,2 \cdot 2500 = 3000 \text{ м}^3. \quad (29)$$

Оптимальный КПД работы насоса на воде

$$\eta_{в.опт} = c_0 + c_1 \cdot Q_{в.опт} + c_2 \cdot Q_{в.опт}^2; \quad (30)$$

$$\eta_{в.опт} = 26,2 \cdot 10^{-2} + 4,85 \cdot 10^{-4} \cdot 2500 + (-9,7 \cdot 10^{-8} \cdot 2500^2) = 0,868. \quad (31)$$

КПД насоса при расчетной часовой подаче равен

$$\eta_M = c_0 + c_1 \cdot Q + c_2 \cdot Q^2; \quad (32)$$

$$\eta_M = 26,2 \cdot 10^{-2} + 4,85 \cdot 10^{-4} \cdot 2226 + (-9,7 \cdot 10^{-8} \cdot 2226^2) = 0,861. \quad (33)$$

Оптимальный напор насоса НМ 2500-230

$$H_{в.опт} = a_M - b_M \cdot Q_{в.опт}^2; \quad (34)$$

$$H_{в.опт} = 258,7 - 8,564 \cdot 10^{-6} \cdot 2500^2 = 205,174 \text{ м}. \quad (35)$$

3.6. Расчет характеристик насоса НПВ 2500-80

Таблица 3 – Основные характеристики насоса НПВ 2500-80

Типоразмер насоса	Насос					
	Номинальный режим					Масса, кг
	Подача, м ³ /ч	Напор, м	Частота вращ., об/мин	Доп. кавит. запас, м	КПД, %	
НПВ 2500-80	2500	80	1500	3,2	82	11870

Для расчета основных характеристик насоса понадобятся следующие эмпирические коэффициенты из таблицы:

Таблица 4 – Справочные данные по насосу НПВ 2500-80

Типоразмер насоса	Ротор	Коэффициенты		Коэффициенты			Параметры насоса, мм	
		a_0	b_0	$c_0 \cdot 10^2$	$c_1 \cdot 10^4$	$c_2 \cdot 10^8$	$D_{вх}$	D_2
НПВ 2500-80	1	3,3		32,3	3,95	-8,1	800	540

Найдем оптимальную подачу по формуле

$$Q_{в.опт} = -\frac{c_1}{2 \cdot c_2}; \quad (36)$$

$$Q_{в.опт} = -\frac{3,95 \cdot 10^{-4}}{2 \cdot (-8,1 \cdot 10^{-8})} = 2438 \text{ м}^3. \quad (37)$$

Границы рабочей зоны определяются следующим образом

$$Q_1 = 0,8 \cdot Q_{в.опт}; \quad Q_2 = 1,2 \cdot Q_{в.опт}; \quad (38)$$

$$Q_1 = 0,8 \cdot 2438 = 1951 \text{ м}^3; \quad Q_2 = 1,2 \cdot 2438 = 2926 \text{ м}^3. \quad (39)$$

Оптимальный КПД работы насоса на воде

$$\eta_{в.опт} = c_0 + c_1 \cdot Q_{в.опт} + c_2 \cdot Q_{в.опт}^2; \quad (40)$$

$$\eta_{в.опт} = 32,3 \cdot 10^{-2} + 3,95 \cdot 10^{-4} \cdot 2438 + (-8,1 \cdot 10^{-8} \cdot 2438^2) = 0,805. \quad (41)$$

Оптимальный напор насоса НПВ 2500-80

$$H_{в.опт} = a_{п} - b_{п} \cdot Q_{в.опт}^2; \quad (42)$$

$$H_{в.опт} = 102,4 - 3,7884 \cdot 10^{-6} \cdot 2438^2 = 80,056 \text{ м}. \quad (43)$$

3.7. Пересчет характеристик насоса НМ 2500-230 с воды на вязкую нефть

Насос НМ 2500-230 одноступенчатый $K_{ст} = 1$ с рабочим колесом двухстороннего входа $K_{вс} = 2$. Для магистральных насосов формула для вычисления числа Рейнольдса принимает следующий вид

$$Re_n = \frac{n \cdot D_2^2}{\nu_T}, \quad (44)$$

где n – число оборотов ротора в секунду.

$$Re_H = \frac{50 \cdot 405^2}{27,710} = 2,96 \cdot 10^5. \quad (45)$$

Пересчет характеристик насоса требуется в следующем случае

$$Re_H < Re_{\Pi}, \quad (46)$$

где Re_{Π} – переходное число Рейнольдса, вычисляемое по формуле

$$Re_{\Pi} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_S^{-0,305}, \quad (47)$$

где n_S – коэффициент быстроходности насоса.

Формула для вычисления коэффициента быстроходности имеет вид

$$n_S = 3,65 \cdot n \frac{\left(\frac{Q_{B.OPT}}{K_{BC}}\right)^{0,5}}{\left(\frac{H_{B.OPT}}{K_{CT}}\right)^{0,75}}; \quad (48)$$

$$n_S = 3,65 \cdot 50 \frac{\left(\frac{2500}{2}\right)^{0,5}}{\left(\frac{205,174}{1}\right)^{0,75}} = 119,022. \quad (49)$$

Тогда переходное число Рейнольдса равно

$$Re_{\Pi} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 119,022^{-0,305} = 7,356 \cdot 10^4. \quad (50)$$

Для насоса НМ 2500-230 в данном случае пересчет характеристик с воды на вязкую нефть не имеет необходимости, так как

$$Re_H > Re_{\Pi}; \quad (51)$$

$$2,96 \cdot 10^5 > 7,356 \cdot 10^4. \quad (52)$$

3.8. Пересчет характеристик насоса НПВ 2500-80 с воды на вязкую нефть

Насос НПВ 2500-80 одноступенчатый $K_{CT} = 1$ с рабочим колесом двухстороннего входа $K_{BC} = 2$. Для подпорных насосов формула для вычисления числа Рейнольдса принимает следующий вид

$$Re_H = \frac{n \cdot D_2^2}{\nu_T}; \quad (53)$$

$$Re_H = \frac{25 \cdot 540^2}{27,710} = 2,631 \cdot 10^5. \quad (54)$$

Вычислим коэффициент быстроходности насоса

$$n_S = 3,65 \cdot n \frac{\left(\frac{Q_{В.ОПТ}}{K_{ВС}}\right)^{0,5}}{\left(\frac{H_{В.ОПТ}}{K_{СТ}}\right)^{0,75}}; \quad (55)$$

$$n_S = 3,65 \cdot 25 \frac{\left(\frac{2438}{2}\right)^{0,5}}{\left(\frac{80,056}{1}\right)^{0,75}} = 119,046. \quad (56)$$

Найдем значение переходного числа Рейнольдса

$$Re_{\Pi} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_S^{-0,305}; \quad (57)$$

$$Re_{\Pi} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 119,046^{-0,305} = 7,355 \cdot 10^4. \quad (58)$$

По условию пересчет характеристик насоса с воды на вязкую нефть необходим, когда $Re_H < Re_{\Pi}$, в данном случае $Re_H > Re_{\Pi}$, следовательно пересчет характеристик насоса НПВ 2500-80 на вязкую нефть не требуется.

3.9. Подбор электродвигателя для магистрального насоса НМ 2500-230

Электродвигатель подбирается по необходимой мощности

$$N_{\text{необх}} = k_m \cdot N, \quad (59)$$

где k_m – коэффициент запаса, зависящий от потребляемой мощности насоса N , которая вычисляется по формуле

$$N = \frac{Q \cdot \rho_{293} \cdot g \cdot H_M}{3600 \cdot \eta_M \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{эл}}} \cdot 10^{-3}, \quad (60)$$

где $\eta_{\text{мех}}$ – КПД механической передачи, $\eta_{\text{мех}} = 0,99$; $\eta_{\text{эл}}$ – КПД электродвигателя, $\eta_{\text{эл}} = 0,96$.

$$N = \frac{2226 \cdot 870 \cdot 9,81 \cdot 216,248}{3600 \cdot 0,861 \cdot 0,99 \cdot 0,96} \cdot 10^{-3} = 1395 \text{ кВт}. \quad (61)$$

Так как при $N > 300$ кВт $k_m = 1,1$, то необходимая мощность для магистрального насоса НМ 2500-230 будет равна

$$N_{\text{необх}} = 1,1 \cdot 1395 = 1534,5 \text{ кВт}. \quad (62)$$

Для магистрального насоса НМ 2500-230 выберем ближайший подходящий электродвигатель СТДП2000-2УХЛ 4 с мощностью 2000 кВт.

3.10. Подбор электродвигателя для подпорного насоса НПВ 2500-80

Потребляемая мощность насоса НПВ 2500-80 равна

$$N = \frac{Q \cdot \rho_{293} \cdot g \cdot H_{\Pi}}{3600 \cdot \eta_{\Pi} \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{эл}}} \cdot 10^{-3}; \quad (63)$$

$$N = \frac{2226 \cdot 870 \cdot 9,81 \cdot 83,77}{3600 \cdot 0,801 \cdot 0,99 \cdot 0,96} \cdot 10^{-3} = 580,877 \text{ кВт}. \quad (64)$$

Так как при $N > 300$ кВт $k_m = 1,1$, то необходимая мощность для подпорного насоса НПВ 2500-80 будет равна

$$N_{\text{необх}} = 1,1 \cdot 580,877 = 638,965 \text{ кВт}. \quad (65)$$

Для подпорного насоса НПВ 2500-80 выберем электродвигатель ВАОВ630L-4У1 мощностью 800 кВт.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

4.1. Введение

Головные нефтеперекачивающие станции (ГНПС) являются наиболее ответственной частью всего комплекса магистрального трубопровода и во многом определяют его работу в целом. Основным оборудованием на ГНПС являются насосные агрегаты, состоящие из насоса, электродвигателя и устройства для передачи мощности от электродвигателя к насосу.

Стабильная и энергоэффективная работа насосного оборудования является приоритетной целью компаний, эксплуатирующих оборудование.

4.2. Анализ конкурентных технических решений

Таблица 5 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _{К1}	Б _{К2}	Б _{К3}	К _{К1}	К _{К2}	К _{К3}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Производительность	0,07	5	5	5	0,35	0,35	0,35
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,10	5	5	4	0,5	0,5	0,4
3. Энергоэкономичность	0,09	4	5	4	0,36	0,45	0,36
4. Надежность	0,15	4	5	4	0,6	0,75	0,6
5. Уровень шума	0,09	4	4	4	0,36	0,36	0,36
6. Безопасность	0,12	4	5	5	0,48	0,6	0,6
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	4	5	0,2	0,2	0,25
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	4	3	4	0,2	0,15	0,2
3. Цена	0,10	4	3	4	0,4	0,3	0,4
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,11	5	5	5	0,55	0,55	0,55
5. Послепродажное обслуживание	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
Итого	1				4,28	4,56	4,35

Б_{К1} – АО «Турбонасос»; Б_{К2} – АО «ТНН»; Б_{К3} – АО «Группа ГМС».
Наибольшей конкурентоспособностью обладают насосы АО «ТНН».

4.3. SWOT-анализ

Таблица 6 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта: С1. Энергоэффективность. С2. Высокая надежность. С3. Послепродажное обслуживание. С4. Большой ресурс подшипников.</p>	<p>Слабые стороны проекта: Сл1. Малый уровень проникновения на рынок. Сл2. Узкая направленность производства. Сл3. Относительно небольшой объем производства. Сл4. Стоимость.</p>
<p>Возможности: В1. Повышение спроса на рынке магистральных насосов. В2. Повышение стоимости конкурентных разработок. В3. Развитие инновационных технологий (роботизация производства, 3D-печать). В4. Небольшое количество производителей магистральных насосов.</p>	<p>По результатам анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»: энергоэффективное оборудование способствует увеличению спроса на продукт, так же как и высокая надежность самого насоса и отдельных его частей.</p>	
<p>Угрозы: У1. Ограничение импорта деталей и экспорта продукции ввиду обострения экономических отношений. У2. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции. У3. Снижение спроса на рынке магистральных насосов. У4. Снижение финансирования новых разработок.</p>		<p>Ограничение на ввоз отдельных компонентов оборудования и маленький уровень проникновения на рынок могут поставить под угрозу существование компании. Узкая направленность предприятия и ограничение поставок деталей так же могут поставить под угрозу существование предприятия.</p>

Таблица 7 – Сильные стороны проекта

Сильные стороны проекта					
		С1	С2	С3	С4
Возможности проекта	В1	+	-	+	-
	В2	+	+	+	+
	В3	-	-	-	-
	В4	-	-	-	-

Таблица 8 – слабые стороны проекта

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	+	+	+
	У2	-	-	-	+
	У3	-	+	-	+
	У4	-	+	-	-

4.4. Структура работ

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - (T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}})} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48. \quad (1)$$

Найдем продолжительность выполнения работ в календарных днях:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}. \quad (2)$$

Таблица 9 – Продолжительность работ в рабочих и календарных днях

исполнители	длительность работ в рабочих днях			длительность работ в календарных днях		
	К1	К2	К3	К1	К2	К3
инженер-проектировщик	62	52	60	92	77	89
инженер-конструктор	15	12	14	23	18	21
инженер-испытатель	46	40	45	69	60	67
инженер-проектировщик	54	50	55	80	74	82
сборщик-монтажник	3	3	3	5	5	5
сборщик-монтажник	1	1	1	2	2	2

4.5. Календарный план-график

Таблица 10 – Календарный план-график

Название работ	Исполнители	T _{ki}	Продолжительность выполнения работ, месяцев		
			1	2	3
Подготовка конструкторской документации	Инженер-проектировщик	77			
Изготовление опытных образцов	Инженер-конструктор	18			
Испытание опытных образцов	Инженер-испытатель	60			
Устранение выявленных недостатков	Инженер-проектировщик	74			
Выпуск установочной серии оборудования	Сборщик-монтажник	5			
Полноценное серийное производство	Сборщик-монтажник	2			

Наибольшая продолжительность работ выявлена на этапах подготовки конструкторской документации и устранения выявленных недостатков.

4.6. Стоимость оборудования

В данную статью включаются все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. Расчет затрат по данной статье заносится в таблицу.

При приобретении спецоборудования необходимо учесть затраты по его доставке и монтажу в размере 15% от его цены. Цены на насосные агрегаты, приведенные в таблице, указаны без учета НДС, но с учетом транспортных расходов.

Таблица 11 – Затраты на основное оборудование

Наимен.	Ед. изм.	Количество			Цена за ед., тыс. руб.		
		К1	К2	К3	К1	К2	К3
НМ 2500-230	шт.	4	4	4	17 811,35	17412,5	17422,4
НПВ 1250-60	шт.	3	0	3	10 567,20		11927,8
НГПН-М 1250-160	шт.	0	3	0		11036,8	
Итого					102947	102760,4	105473

4.7. Материальные затраты

В материальные затраты для насосного оборудования входят комплекты ЗИП. Цены на ЗИП для различных насосных агрегатов указаны с учетом транспортных расходов, но без учета НДС.

Таблица 12 – Материальные затраты

Наимен.	Ед. изм.	Количество			Цена за ед., тыс. руб.		
		К1	К2	К3	К1	К2	К3
ЗИП для НМ 2500-230	шт.	1	1	1	18 645,20	18624,3	18630,4
ЗИП для НПВ 1250-60	шт.	1	0	1	13 236,80		13232,1
ЗИП для НГПН-М 1250-160	шт.	0	1	0		13658,9	
Итого					31882	32283,2	31862,5

4.8. Основная заработная плата исполнителей

Подраздел включает основную заработную плату работников, занятых исполнением основных этапов работ. Основная заработная плата берется средней по России из источников сети интернет.

Таблица 14 – Средняя заработная плата по исполнителям

Исполнители	Средняя зп, тыс. руб. в месяц
Инженер-проектировщик	45
Инженер-конструктор	42
Инженер-испытатель	30
Сборщик-монтажник	35
Итого	152

4.9. Дополнительная заработная плата

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}}, \quad (3)$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Таблица 15 – Дополнительная заработная плата

Исполнители	Средняя зп, тыс. руб. в месяц	Дополнительная зп, тыс. руб. в месяц	Итого
Инженер-проектировщик	45	6,75	51,75
Инженер-конструктор	42	6,3	48,3
Инженер-испытатель	30	4,5	34,5

Продолжение таблицы 15

Сборщик-монтажник	35	5,25	40,25
Итого	152	22,8	174,8

4.10. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (4)$$

Где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.) $k_{\text{внеб}} = 0,3$.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице.

Таблица 16 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнители	Основная заработная плата, тыс. руб. в месяц	Отчисления на социальные нужды, тыс. руб.
Инженер-проектировщик	45	13,5
Инженер-конструктор	42	12,6
Инженер-испытатель	30	9
Сборщик-монтажник	35	10,5

Продолжение таблицы 16

Итого	152	45,6
-------	-----	------

4.11. Формирование бюджета затрат проекта

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице.

Таблица 17 – Бюджет затрат проекта

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.		
	К1	К2	К3
Затраты на оборудование	102947	102760,4	105473
Материальные затраты	31882	32283,2	31862,5
Основная заработная плата	152	152	152
Дополнительная заработная плата	22,8	22,8	22,8
Отчисления во внебюджетные фонды	45,6	45,6	45,6
Общий бюджет	135049,4	135264	137555,9

Наименьшие затраты выходят у К1 - АО «Турбонасос». Наибольшие статьи затрат приходятся на оборудование и комплектующие к нему.

4.12. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности проекта. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности проекта получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения. Для этого наибольший интегральный показатель реализации

технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (5)$$

где Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения; Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в том числе аналоги).

$$I_{\text{финр}}^1 = \frac{\Phi_{p1}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{135049,4}{137555,9} = 0,981; \quad (6)$$

$$I_{\text{финр}}^2 = \frac{\Phi_{p2}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{135264}{137555,9} = 0,983; \quad (7)$$

$$I_{\text{финр}}^3 = \frac{\Phi_{p3}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{137555,9}{137555,9} = 1; \quad (8)$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в разгах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в разгах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности I_{pi} вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (9)$$

где a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки; b_i – балльная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 18 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	K1	K2	K3
Производительность	0,17	5	5	5
Удобство в эксплуатации	0,13	5	5	4
Энергоэкономичность	0,15	4	5	4
Надежность	0,25	4	5	4
Уровень шума	0,1	4	4	4
Безопасность	0,2	4	5	5
Итого	1			

Рассчитаем показатель ресурсоэффективности I_{pi} :

$$I_{p1} = 0,17 \cdot 5 + 0,13 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 = 4,3; \quad (10)$$

$$I_{p2} = 0,17 \cdot 5 + 0,13 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,25 \cdot 5 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 = 4,9; \quad (11)$$

$$I_{p2} = 0,17 \cdot 5 + 0,13 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,1 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 = 4,37. \quad (12)$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки $I_{исп i}$ определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп i} = \frac{I_{p-исп i}}{I_{финр}}; \quad (13)$$

$$I_{исп1} = \frac{I_{p1}}{I_{финр}^1} = \frac{4,3}{0,981} = 4,38; \quad (14)$$

$$I_{\text{исп2}} = \frac{I_{p2}}{I_{\text{финр}}^2} = \frac{4,9}{0,983} = 4,98; \quad (15)$$

$$I_{\text{исп3}} = \frac{I_{p3}}{I_{\text{финр}}^3} = \frac{4,37}{1} = 4,37; \quad (16)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта $\mathcal{E}_{\text{ср}}$

$$\mathcal{E}_{\text{ср1}} = \frac{I_{\text{исп1}}}{I_{p1}} = \frac{4,38}{4,3} = 1,018; \quad (17)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср2}} = \frac{I_{\text{исп2}}}{I_{p1}} = \frac{4,98}{4,3} = 1,158; \quad (18)$$

$$\mathcal{E}_{\text{ср3}} = \frac{I_{\text{исп3}}}{I_{p1}} = \frac{4,37}{4,3} = 1,016. \quad (19)$$

Таблица 19 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	K1	K2	K3
Интегральный финансовый показатель разработки	0,981	0,983	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности	4,3	4,9	4,37
Интегральный показатель эффективности	4,38	4,98	4,37
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,018	1,158	1,016

4.13. Заключение

В результате выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был произведен анализ конкурентных технических решений, а также была дана оценка сильным и

слабым сторонам проекта с помощью SWOT-анализа. Также был спланирован комплекс работ, который начинается от стадии проектирования и заканчивается стадией выпуска готового оборудования, и для исполнителей, участвующих в основных процессах производства оборудования, подобрана основная заработная плата и рассчитана дополнительная заработная плата, а также посчитаны внебюджетные отчисления.

Наименьший бюджет затрат составил 135049,4 тыс. руб. у компании АО «Турбонасос». По показателю интегральной эффективности наибольшее значение получила компания АО «ТНН». Бюджет затрат АО «ТНН» составляет 135264 тыс. руб., что немногим больше чем у АО «Турбонасос», но сравнительно высокий интегральный показатель АО «ТНН» (4,98) позволяет сделать выбор в пользу насосного оборудования компании АО «ТНН».

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1. Введение

Основную роль в транспортировке нефти и нефтепродуктов по трубопроводам играют нефтеперекачивающие станции. Головные нефтеперекачивающие станции (ГНПС) являются наиболее ответственной частью всего комплекса магистрального трубопровода и во многом определяют его работу в целом.

Головная нефтеперекачивающая станция, как объект трубопроводного транспорта, является носителем опасных и вредных производственных факторов и относится к объектам повышенной опасности. Соблюдение правил в области промышленной безопасности и охраны труда поможет снизить риск возникновения аварийных ситуаций на опасных производственных объектах.

5.2. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Требования к рабочему персоналу согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности:

- к работам на объектах нефтегазового комплекса допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование и не имеющие противопоказаний по здоровью;
- рабочие основных профессий допускаются к самостоятельной работе после обучения охране труда и промышленной безопасности, проверки знаний, проведения производственного инструктажа и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ.

[12]

Требования к ОПО и рабочим местам:

- на рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов, должны быть размещены предупредительные знаки и надписи;

- освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается;
- потенциально опасные места (зоны) объектов добычи, подготовки и транспорта нефти и газа (например, открытые емкости, трансмиссии) должны быть надежно ограждены, в том числе временными ограждающими устройствами;
- производство работ в местах, где имеется или может возникнуть повышенная производственная опасность, должно осуществляться по наряду-допуску;
- на участках и в цехах ОПО должны иметься санитарно-бытовые помещения для работающих, занятых непосредственно на производстве, спроектированные в зависимости от групп производственных процессов. [12]

5.3. Производственная безопасность

Из всей совокупности производственных факторов на практике выявлено и закреплено два наиболее важных и наиболее общих типа неблагоприятно действующих производственных факторов – опасные производственные факторы (ОПФ) и вредные производственные факторы (ВПФ).

Перечень опасных и вредных производственных факторов приведен в ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». На объектах магистрального нефтепровода присутствуют следующие опасные и вредные факторы (таблица 20):

Таблица 20 - Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	разрабо тка	изготов ление	эксплуа тация	
1. Повышенный уровень общей вибрации			+	1. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования
2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума			+	2. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности
3. Пожаро- и взрывоопасность			+	3. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля

Продолжение таблицы 20

4. Незащищенные подвижные части производственного оборудования	+	+	+	4. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные
5. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания			+	5. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

5.4. Анализ опасных и вредных производственных факторов

5.4.1. Повышенный уровень общей вибрации

Основным источником вибрации в насосах является неоднородность перекачиваемой жидкости. несовершенства в соединениях валов электрических машин и насосов также являются источниками вибрации.

Воздействие производственной вибрации на человека вызывает изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Изменения в функциональном состоянии организма проявляются в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Все это ведет к снижению производительности труда. Изменения в физиологическом состоянии организма — в развитии нервных заболеваний, нарушении функций сердечно-сосудистой системы, нарушении функций

опорно-двигательного аппарата, поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций органов внутренней секреции.

Таблица 21 - Предельно допустимые значения производственной локальной вибрации

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	* Предельно допустимые значения по осям X _л , Y _л , Z _л			
	виброускорения		виброскорости	
	м/с ²	дБ	м/с · 10 ⁻²	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11,0	141	1,4	109
250	22,0	147	1,4	109
500	45,0	153	1,4	109
1000	89,0	159	1,4	109
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни	2,0	126	2,0	112

* Работа в условиях воздействия вибрации с уровнями, превышающими настоящие санитарные нормы более чем на 12 дБ (в 4 раза) по интегральной оценке или в какой-либо активной полосе, не допускается.

К способам борьбы с вибрацией относятся снижение вибрации в источнике (улучшение конструкции машин, статическая и динамическая балансировка вращающихся частей машин), виброгашение (увеличение эффективной массы путем присоединения машины к фундаменту), виброизоляция (применение виброизоляторов пружинных, гидравлических, пневматических, резиновых и др.) вибродемпфирование (применение материалов с большим внутренним трением), применение индивидуальных средств защиты (виброзащитные обувь, перчатки со специальными упруго-демпфирующими элементами, поглощающими вибрацию).

5.4.2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

Основными источниками шума являются работающие насосные агрегаты и вентиляционные установки.

Шум, возникающий при работе производственного оборудования и превышающий нормативные значения, воздействует на центральную и вегетативную нервную систему человека, органы слуха. Основное физиологическое воздействие шума заключается в том, что повреждается внутреннее ухо, возможны изменения скорости дыхания, общей двигательной активности, кровяного давления, сужение кровеносных сосудов. Работающий в условиях длительного шумового воздействия испытывает раздражительность, головную боль, головокружение, снижение памяти, повышенную утомляемость, понижение аппетита, нарушение сна. Длительное воздействие шума, уровень которого превышает допустимые значения, может привести к заболеванию человека шумовой болезнью.

Таблица 22 - Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Защита от шума достигается разработкой шумобезопасной техники, применением средств и методов коллективной защиты, а также средств индивидуальной защиты.

Средства и методы коллективной защиты подразделяются на акустические, архитектурно-планировочные, организационно-технические.

Защита от шума акустическими средствами предполагает:

- звукоизоляцию (устройство звукоизолирующих кабин, кожухов, ограждений, установку акустических экранов);

- звукопоглощение (применение звукопоглощающих облицовок, штучных поглотителей);
- глушители шума (абсорбционные, реактивные, комбинированные).

Если невозможно уменьшить шум, действующий на работников, до допустимых уровней, то необходимо использовать средства индивидуальной защиты (СИЗ) — противозумные вкладыши из ультратонкого волокна “Беруши” одноразового использования, а также противозумные вкладыши многократного использования (эбонитовые, резиновые, из пенопласта) в форме конуса, грибка, лепестка. Они эффективны для снижения шума на средних и высоких частотах на 10-15 дБА. Наушники снижают уровень звукового давления на 7-38 дБ в диапазоне частот 125-8 000 Гц. Для предохранения от воздействия шума с общим уровнем 120 дБ и выше рекомендуется применять шлемофоны, оголовья, каски, которые снижают уровень звукового давления на 30-40 дБ в диапазоне частот 125-8 000 Гц.

5.4.3. Пожаро- и взрывоопасность

Образование взрывоопасных смесей возможно в случае аварийного разлива горючей жидкости при разгерметизации напорного трубопровода одного из насосов.

Продукты взрыва и образовавшаяся в результате их действия воздушная ударная волна способны наносить человеку различные травмы, в том числе смертельные. Во время действия ударной волны основной причиной травм у людей является мгновенное повышение давления воздуха, при этом возможны повреждения внутренних органов, разрыв кровеносных сосудов, барабанных перепонок, сотрясение мозга, различные переломы. Характер и тяжесть поражения людей зависят от величины параметров ударной волны, положения человека в момент взрыва, степени его защищенности.

Для предотвращения взрыва необходимо осуществлять постоянный контроль давления по манометрам в трубопроводе. В насосных станциях

применяют автоматические сигнализаторы горючих газов и электрическую пожарную сигнализацию с тепловыми, термоэлектрическими датчиками.

5.4.4. Незащищенные подвижные части производственного оборудования

Источником опасности являются незащищенные вращающиеся валы насосных агрегатов.

Открытые подвижные части производственного оборудования могут привести к травмам различной степени тяжести и смерти.

В мероприятия по предупреждению фактора входят: ограждение рабочей зоны, установка знаков безопасности, в соответствии с ГОСТ 12.2.062-81 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные» и ГОСТ 24537-80 «Кожухи оградительные. Конструкции и размеры».

5.4.5. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

Источниками загрязнения воздушной среды являются газовыделения через неплотности в соединениях оборудования, арматуры и коммуникаций (залы нагнетательных компрессорных цехов, ГРС, пункты замера газа, насосные залы и т.п.), а также тепловыделения от насосно-компрессорного оборудования, газовых турбин, электродвигателей, обвязочных трубопроводов, коммуникаций, газоходов и т.д.

Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны указаны в ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Кратность воздухообмена в помещениях нефтеперекачивающих станций принимают в пределах 3,5 – 10, причем при наличии сернистых соединений увеличивают ее значение. Если в воздухе помещения могут содержаться пары этилированного бензина, кратность воздухообмена должна составлять 13,5.

Для поддержания в помещениях на рабочих местах состава и состояния воздуха, удовлетворяющих санитарно-гигиеническим требованиям, применяются вентиляционные установки. Систему аварийной вентиляции предусматривают в производственных помещениях, в которых возможно внезапное поступление большого количества вредных и взрывоопасных веществ, например, насосные цеха нефтепроводов. Требуемый воздухообмен должен быть обеспечен совместной работой систем основной (общеобменной и местной) и аварийной вентиляции.

5.5. Экологическая безопасность

5.5.1. Защита атмосферы

Одной из наиболее острых проблем при работе технологических насосов и насосных станций является загрязнение атмосферы. При этом выбросы в атмосферу характеризуются большой сосредоточенностью, неоднородностью по составу и наносят ущерб здоровью людей и окружающей среде. Эти загрязнения попадают в атмосферу в результате утечек через неплотности в арматуре и оборудовании.

В процессе эксплуатации НПС в атмосферу выбрасываются:

- сероводород и углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$ от труб системы общеобменной вентиляции здания МН и различных площадок;
- пары масла минерального нефтяного площадки резервуаров для хранения масла;
- оксиды азота, серы, углерода от дымовой трубы котельной;
- оксиды азота, серы и углерода, сажа от выхлопных труб техники.

Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу:

- техническое перевооружение котельных с установкой современных энергоэффективных котлов и переводом с нефтяного топлива на газ;
- оснащение резервуаров плавающими крышами и понтонами.
-

5.5.2. Защита гидросферы

Основными загрязнителями сточных вод НПС являются нефтяные и механические (минеральные) примеси. Загрязнение почвы и водоемов возможно сточными, ливневыми и талыми водами, содержащими нефтепродукты, появившиеся в результате утечек из перекачивающих устройств через не плотности запорной и регулирующей аппаратуры. Источникам загрязнения сточных вод при перекачке нефтепродуктов является прежде всего вода охлаждения насосов, а также сточные воды с вакуум-насосов, после мытья тары.

На ПС используют все основные методы очистки ПСВ: механический, физико-химический, химический и биохимический (биологический).

Мероприятия по ликвидации последствий загрязнения подземных вод от аварийных разливов нефти в общем виде включают следующее:

- обустройство наблюдательных скважин по контролю за качеством (загрязнением) подземных вод;
- сооружение водозаборных(защитных) скважин для откачки загрязненных нефтью подземных вод;
- очистку загрязненных нефтью подземных вод, обеспечивающую ПДК содержания нефтепродуктов в очищенной воде на уровне требований соответствующих нормативных документов.

5.5.3. Защита литосферы

Загрязнение почвы при аварийных разливах неизбежно приводит к заметному сдвигу в составе почвенной биоты, торможению интенсивности биологических процессов, снижению растворимости большинства микроэлементов и ингибированию деятельности микроорганизмов.

Процесс рекультивации земель, нарушенных и загрязненных при аварии на МН, включает:

- удаление из почвы остатков нефти;

- рекультивацию земель (технический и биологический этапы).

Обращение с отходами производится в соответствии с Федеральным законом № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления».

5.6. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Потенциально опасные объекты, обеспечивающие единую технологическую схему транспортировки, хранения и перекачки нефти, составляют технически сложный и потенциально опасный комплекс, в котором в процессе осуществления технологических операций накапливаются значительные количества углеводородного топлива. Это является потенциальным источником загрязнения окружающей среды при чрезвычайных ситуациях.

Чрезвычайные ситуации могут быть техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера.

На НПС наиболее распространенными являются техногенные и антропогенные ЧС.

Возможные причины аварий на НПС:

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

– факторы внешнего воздействия (ураганы, удары молний и др.).

Аварии на площадочных сооружениях НПС могут быть обусловлены нарушением: герметичности резервуара и последующим выходом нефти в обвалования резервуарного парка (или на территорию НПС). Это может привести к возникновению пожара при наличии источника зажигания.

5.7. Заключение

Раздел «Социальная ответственность» содержит важные принципы в области охраны труда, энергоэффективности, промышленной и экологической безопасности.

В разделе были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на ОПО, опасные и вредные производственные факторы, методы их предотвращения, а также основные причины возникновения аварий на НПС. Также особое внимание уделено источникам загрязнения на территории объекта и методам по сокращению негативного влияния этих источников на окружающую среду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы был проведен подбор и расчет насосного оборудования для ГНПС. В качестве основных (магистральных) насосов были выбраны насосы НМ 2500-230 с диаметром рабочего колеса 405 мм. Для обеспечения бескавитационной работы к магистральным насосам были выбраны насосы НПВ 2500-80 с диаметром рабочего колеса 540 мм. Конструкции подобранных насосов достаточно распространены, поэтому обслуживающему персоналу будет просто взаимодействовать с такими насосами на протяжении всего срока эксплуатации. Однако не стоит забывать, что конструкции насосов постоянно совершенствуются и у многих производителей есть модернизированные версии насосов с улучшенными характеристиками.

В работе проведен обзор принципиальной технологической схемы ГНПС и основного технологического оборудования. Также уделено внимание конструкции и компоновке насосного цеха. Рассмотрены вспомогательные системы насосного цеха и основные типы конструкций резервуаров.

Разработанные технологические решения в совокупности с существующими нормами и правилами обеспечивают промышленную и экологическую безопасность проекта, чему в настоящее время уделяется большое внимание.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
2. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ Р 12.3.047-2012 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.
4. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
5. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. ГОСТ 24537-80 Кожухи оградительные. Конструкции и размеры.
7. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
8. РД 153-39.4-114-01 Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах.
9. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.
10. РД-13.020.40-КТН-177-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. План по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов. Требования к содержанию, порядку разработки, согласования и утверждения (взамен РД-13.020.40-КТН-003-10, РД-13.020.40-КТН-329-06).
11. ОР 07.00-60.30.00-КТН-010-1-00 Технологический регламент НПС.
12. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

13. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. N 116-ФЗ (в редакции Федерального закона от 29.07.2018. № 22-ФЗ).
14. Федеральный закон "Об отходах производства и потребления" от 24.06.1998 N 89-ФЗ (последняя редакция).
15. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019) // Собрание законодательства РФ. 2002. N 47 (ч. 4). Ст. 297-302.
16. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов – Уфа: ООО «ДизайнПолиграф-Сервис», 2008. – 658 с.
17. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов. Учебное пособие / Л. И. Быков, Ф. М. Мустафин, С. К. Рафиков, А. М. Нечваль, А. Е. Лаврентьев – Санкт-Петербург: Недра, 2006. – 824 с.
18. Нефтеперекачивающие станции. Учебное пособие / А. А. Коршак – Ростов н/Д: Феникс, 2015 – 269 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 – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 404 с.
20. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов / И. Т. Ишмухаметов, С. Л. Исаев, М. В. Лурье, С. П. Макаров – М.: Нефть и газ, 1999. – 300 с.
21. Расчеты магистральных нефтегазопроводов и нефтебаз. Учебное пособие для дипломного проектирования / А. С. Арзунян, А. В. Громов, И. И. Матецкий – М.: Недра, 1972. – 152 с.
22. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепродуктопроводов / В. Е. Губин, В. Ф. Новоселов, П. И. Тугунов – М.: Недра, 1968. – 154 с.

23. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций / А. Г. Гумеров, Р. М. Гумеров, А. С. Акбердин – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 475 с.
24. Центробежные насосы в системах сбора, подготовки и магистрального транспорта нефти / А. Г. Гумеров, Л. Г. Колпаков, С. Г. Бажайкин, М. Г. Векштейн – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 295 с.
25. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Учебно-методическое пособие / И. Г. Видяев, Г. Н. Серикова, Н. А. Гаврикова, Н. В. Шаповалова, Л. Р. Тухватулина, З. В. Криницына – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
26. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы магистра, специалиста и бакалавра всех направлений (специальностей) и форм обучения ТПУ / Е. Н. Пашков, И. Л. Мезенцева – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – 24 с.