

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.Н.Сокольников

« 13 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 «Эксплуатация транспортно – технологических машин и комплексов»

«Проект головной нефтеперекачивающей станции магистрального
нефтепровода»

Руководитель 13.06.2017  к.т.н., доцент

О.Н. Петров

Выпускник 24.05.2017




Р.Б. Кулиев

Красноярск 2017

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Проект головной нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода»

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть 3.08.2017  И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности 25.05.17  Д.А. Едимичев

Нормоконтролер О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме: «Проект головной нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода» содержит 80 страниц текстового документа, 1 приложение, 34 использованных источников, 6 листов графического материала.

ГНПС, НАПОР, РАСХОД, ХАРАКТИСТИКА НАСОСА, НАСОСНЫЙ ЦЕХ, ЭЛЕКТРОПРИВОД, НАСОСНЫЙ АГРЕГАТ, СИСТЕМЫ ПЕРЕКАЧКИ.

Объект ВКР: Магистральный нефтепровод

Цель ВКР – проект головной НПС на магистральном трубопроводе «Загорье – Солнечный»

Задачи выпускной квалификационной работы.

- 1 Подобрать насосное оборудование
- 2 Скомпоновать насосный цех с электродвигателем во взрывозащищенном исполнении
- 3 Скомпоновать насосный цех с совмещенной компоновкой насосного агрегата и электропривода.
- 4 Привести экономическое сравнение затрат по сооружению и монтажу насосного цеха с отдельной огнестойкой (брандмауэрской) перегородкой и с совмещенной компоновкой насосного агрегата и электропривода.
- 5 Представить проект ГНПС на магистральном трубопроводе «Загорье – Солнечный».

В итоге был разработан малозатратный и быстрореализуемый проект, на перспективу с достаточно емкими капиталовложениями. В качестве технической реализации предложения произведен расчет проекта с выявлением исходных характеристик и рабочих параметров магистрального агрегата.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
1 Технико-экономическое обоснование проекта	8
2 Общие сведения о предприятии	9
2.1 Общие сведения о компании АО «Ространс»	9
2.2 Общие сведения о проекте «Загорье – Солнечный»	10
3 Расчет основного оборудования	10
3.1 Определение часовой пропускной способности.....	11
3.2 Выбор типоразмеров магистральных и подпорных насосов и схем подключения.....	12
3.3 Подбор основного оборудования	13
3.4 Перерасчет характеристик центробежных насосов с воды на вязкую нефть.....	15
3.5 Определение допустимого кавитационного запаса насоса типа НПВ ..	20
3.6 Определение рабочего давления	24
4 Вспомогательное оборудование насосных цехов.....	25
4.1 Система разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений и система откачки утечек от торцевых уплотнений.....	26
4.2 Средства контроля и защиты насосного агрегата.....	27
4.3 Система подачи и подготовки сжатого воздуха	29
5 Мощность потребляемая насосным агрегатом	29
6 Расчет электроэнергии на расчетный период.....	29
7 Расчёт объема резервуарного парка	31
8 Конструкция и компоновка насосного цеха.....	32
9 Генеральный план НПС.....	35
10 Технологическая схема НПС	36
11 Общестроительные работы на перекачивающих станциях	39
12 Экономическая часть	41
12.1 Расчет единовременных затрат на реализацию проекта.....	42

12.1.1 Расчет сметной стоимости строительства	42
12.1.2 Затраты средств на оплату труда, расчет страховых взносов	53
12.2 Расчет годовых эксплуатационных затрат	55
12.2.1 расчет амортизационных отчислений	55
12.2.2 Расчет затрат на оплату труда.....	58
12.2.3 Расчет страховых взносов	59
12.2.4 Расчет взносов на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	60
12.2.5 Расчет платы за электроэнергию	60
12.2.6. Расчет прочих расходов и затрат.....	62
13 Безопасность жизнедеятельности	64
13.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	65
13.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	66
13.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	67
13.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	67
13.4.1 Искусственное освещение.....	67
13.4.2 Расчет искусственного освещения	68
13.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности	71
13.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	72
Заключение	74
Список сокращений	75
Список использованных источников	76
Приложение А	80



ВВЕДЕНИЕ

При проектировании головной нефтеперекачивающих станций (ГНПС) возникает проблема экономической нецелесообразности возведения магистрального насосного цеха с отдельной огнестойкой (брандмауэрской) перегородкой.

Строительство и сооружение магистральной насосной с отдельной огнестойкой (брандмауэрской) перегородкой, влечет за собой дополнительные затраты на приобретение технологического оборудования.

Решением задачи является строительство и сооружение магистральной насосной без огнестойкой перегородки, а также оценка целесообразности использования электропривода для МНА во взрывозащищенном исполнении. Данная компоновка насосного цеха имеет ряд преимуществ:

- облегчает процесс центровки валов магистрального насоса и электродвигателя;
- уменьшает затраты на приобретение дополнительного технологического оборудования;
- уменьшает затраты на возведение здания, при проектировании;
- упрощает обслуживание технологического оборудования для рабочего персонала.

Цель проекта – проект головной НПС на магистральном трубопроводе «Загорье – Солнечный»

Задачи выпускной квалификационной работы.

- 1 Подобрать насосное оборудование
- 2 Скомпоновать насосный цех с электродвигателем во взрывозащищенном исполнении
- 3 Скомпоновать насосный цех с совмещенной компоновкой насосного агрегата и электропривода.б

4 Привести экономическое сравнение затрат по сооружению и монтажу насосного цеха с отдельной огнестойкой (брандмауэрской) перегородкой и с совмещенной компоновкой насосного агрегата и электропривода.

5 Представить проект ГНПС на магистральном трубопроводе «Загорье – Солнечный».

1 Технико – экономические обоснования проекта

Для того чтобы обеспечить снижение строительных издержек, а так же снижение затрат на приобретение оборудования необходимо развивать наиболее эффективные методы строительства и компоновку магистральной насосной, и производить наиболее подходящий подбор оборудования [1].

Участок магистрального трубопровода «Загорье – Солнечный» позволит обеспечить прием в систему магистральных нефтепроводов новых месторождений, для дальнейшей поставки на НПЗ Российской Федерации (Волгоградской НПЗ) и на экспорт.

Требуется оценить эффективность строительство магистральной насосной без разделительной перегородки с использованием электродвигателей во взрывозащищенном исполнении. Для этого необходимо подобрать электроприводы для насосного оборудования, определить марку электродвигателей, рассчитать количество насосных агрегатов (НА и скомпоновать насосный цех, имея следующие данные:

- 1) плановое задание на перекачку $G_T = 15 \text{ млн.т} / \text{год}$;
- 2) длина технологического участка МН $L_{MN} = 697 \text{ км}$;
- 3) свойства перекачиваемой жидкости
 - плотность $\rho_p = 820 \text{ кг} / \text{м}^3$;
 - кинематическая вязкость $\nu_p = 0,07 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2 / \text{с}$;
- 4) температура грунта на глубине заложения нефтепровода $T = 250 \text{ К}$;
- 5) характеристики трубопровода выбирается исходя из проекта компании;
- 6) конечный напор, необходимый для закачки нефти в резервуары $H_{KH} = 30 \text{ м}$.

2 Общие сведения о предприятии

2.1. Общие сведения о компании АО «Ространс»

Организации трубопроводного транспорта нефтепродуктов (ОТТН) транспортируют светлые нефтепродукты от 18 нефтеперерабатывающих заводов (16 НПЗ на территории России, 2 НПЗ на территории Белоруссии) в различные регионы России, страны Таможенного Союза (Республика Беларусь, Казахстан), а также в страны дальнего зарубежья (Латвия, Украина, Венгрия) по системе магистральных нефтепродуктопроводов (МНПП) [1].

Основные стратегические цели организаций трубопроводного транспорта нефтепродуктов:

- увеличение объемов транспортировки нефтепродуктов, формирование оптимальной для российского рынка системы магистральных нефтепродуктопроводов;
- обеспечение безопасной, безаварийной транспортировки нефтепродуктов;
- повышение доли Компаний в сфере транспортировки, создание новых маршрутов транспортировки топлива;
- дальнейшее развитие сети МНПП, увеличение пропускной способности действующих нефтепродуктопроводов.

ОАО АК «Транснефтепродукт» образована в соответствии с Указом Президента РФ от 17 ноября 1992 года № 1403 «Об особенностях приватизации и преобразования в акционерные общества государственных предприятий, производственных и научно-производственных объединений нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения» и Постановлением Совета Министров – Правительства РФ от 30 августа 1993 года № 871 «Об учреждении

акционерной компании по транспорту нефтепродуктов «Транснефтепродукт» [1].

Основные регионы деятельности организаций трубопроводного транспорта нефтепродуктов области РФ: Кемеровская, Новосибирская, Омская, Тюменская, Курганская, Челябинская, Свердловская, Пермская, Нижегородская, Владимирская, Московская, Рязанская, Тульская, Калужская, Орловская, Брянская, Оренбургская, Воронежская, Белгородская, Курская, Ростовская. Республики: Казахстан, Башкортостан, Удмуртия, Татарстан, Чувашия, Мордовия [1].

2.2. Общие сведения о проекте «Загорье – Солнечный»

Мощность магистрального нефтепровода - до 15 млн. тонн в год, в том числе:

первый этап, 8,6 млн. тонн в год – 2017 год;

второй этап, 15 млн. тонн – 2023 год.

Протяженность магистрального нефтепровода Загорье – Солнечный» составляет 697 км. Трасса проходит по территориям Эвенкийского, Богучанского и Нижнеингашского районов Волгоградской области. Нефтеперекачивающие станции – 2 шт., ГНПС «Загорье» и КНПС «Солнечный», объем резервуарного парка 160 тыс. куб. м.

Внешнее электроснабжение – собственная ВЛ-110 кВ протяженностью 326 км, 3 распределительных подстанции 110/10 кВ суммарной мощностью 25,6 МВт.

3 Расчет основного оборудования НПС

Все НПС на участках магистрального нефтепровода с одной и той же пропускной способностью оснащаются однотипным оборудованием. В

качестве основного насосного оборудования на НПС применяют магистральные и подпорные насосы.

Для нормальных условий работы магистрального центробежного насоса необходим напор на его входе, величина которого изменяется в диапазоне от 0,2 до 0,87 МПа. Это вызвано тем, что они не располагают необходимым кавитационным запасом. Для создания такого необходимого давления на входе в основной магистральный насос на головных НПС используются горизонтальные и вертикальные подпорные насосы, если речь идет о промежуточных НПС, то это давление должно быть создано неиспользованного напора предыдущей станции. При этом основные и подпорные насосы должны иметь одинаковые подачи.

3.1 Определение часовой пропускной способности

Находим расчетную пропускную способность нефтепровода $Q_{ч}$ [2]

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

где $G_{г}$ – плановое задание на перекачку, млн. т./год;

k – коэффициент неравномерности перекачки;

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

$\rho_{р}$ – плотность нефтепродукта, кг/м³.

Таблица 1 – Расчетное число рабочих дней магистральных нефтепроводов

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

Окончание таблицы 1.

Протяженность, км	Диаметр трубопровода, мм	
	до 820 (включительно)	свыше 820
свыше 700	352/350	349/350

Определяем пропускную часовую способность по формуле 1

$$Q_{ч} = \frac{15 \cdot 10^9 \cdot 1,07}{24 \cdot 354 \cdot 820} = 2330,1 \approx 2500 \text{ м}^3 / \text{ч}.$$

3.2 Выбор типоразмеров магистральных и подпорных насосов и схем их подключения

В соответствии с расчетной часовой производительностью по справочным характеристикам выбираем насосы: магистральные НМ 2500-230 и подпорный НПВ 2500-80 [2].

Схема подключения и количество насосов на НПС определяются из условия, что суммарное давление, создаваемое насосами, не должно превышать максимального допустимого значения давления $P_{доп}$ для запорной арматуры и насосов.

Схема подключения насосов на головной НПС: подпорный насос с резервным (НПВ (Р)) и три магистральных насоса последовательного соединения (НМ) с одним резервным (НМ (Р)) показана на рис. 1. [2]

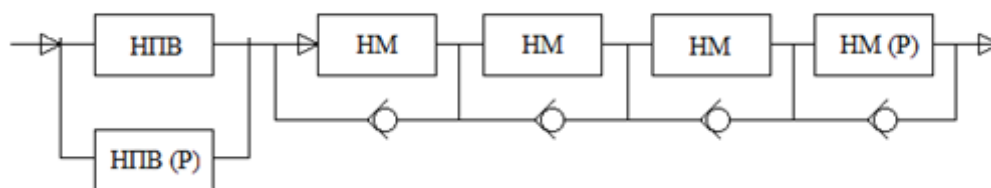


Рис. 1. Схема подключения насосов на головной НПС

3.3 Подбор основного оборудования

В соответствии с найденной расчетной часовой пропускной способностью нефтепровода осуществляем подбор насосного оборудования: основные магистральные насосы (НМ), НМ 2500-230.

Подпорные насосы и резервуарный парк отсутствует, так как принята схема перекачки из насоса в насос, поскольку на данном участке трубопровода достаточный подпор создает головная нефтеперекачивающая станция [3].

Напор этих насосов при расчетной часовой подаче в соответствии с формулой

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

где H – напор насоса при подаче, Q м;

H_0 – потенциальный напор, м;

a и b – эмпирические коэффициенты;

Q – подача насоса, $м^3/ч$.

Техническая характеристика спирального насоса типа НМ 2500-230 и справочные данные, приведены в таблицах 2 и 3.

Таблица 2 – Техническая характеристика спирального насоса типа НМ

Типоразмер насоса	Насос					Электродвигатель	
	Номинальный режим					Тип	Мощность, кВт
	Подача, $м^3/ч$	Напор, м	Частота вращ., об/мин	Доп. кавит. запас, м	Кпд, %		
1	2	3	4	5	6	7	8
НМ 2500-230	2500	230	3000	32	86	СТДП 2000-2 УХЛ 4	2000

Таблица 3 – Справочные данные по спиральному насосу типа НМ

Типоразмер насоса	Ротор	Коэффициенты в формуле (2)			Коэффициенты в формуле (3)		Коэффициенты в формуле (4)			Параметры насоса, мм		
		$H_0, \text{ м}$	$a, \text{ ч/м}^2$	$10^6 \cdot b, \text{ ч}^2/\text{м}^5$	$a_0, \text{ м}$	b_0	$10^2 \cdot c_0$	$10^4 \cdot c_1, \text{ ч/м}^3$	$10^8 \cdot c_2$	D_{BX}	D_2	n_s
НМ 2500-230	0,5	246,7	-	16,8	1,41	0,39	24,8	644	-19,6	512	425	77
	0,7	248,7	-	7,61	1,97	0,35	-79,6	15,8	-37	512	405	93
	1	281,5	-	7,84	1,26	0,42	26,2	485	-9,7	512	440	109
		258,8	-	8,59	1,26	0,42	26,2	485	-9,7	512	405	117
		235,9	-	8,32	1,26	0,42	26,2	485	-9,7	512	385	129

В нашем случае, для насоса НМ 2500-230 напор H_{HM} по формуле (2)

$$H_{HM} = 248,7 - 7,61 \cdot 10^{-6} \cdot 2330,1^2 = 204,0 \text{ м.}$$

Таблица 4 – Техническая характеристика насоса типа НПВ

Типоразмер насоса	Насос					Электродвигатель	
	Номинальный режим					Тип	Мощность, кВт
	Подача, $\text{м}^3/\text{ч}$	Напор, м	Частота вращ., об/мин	Доп. кавит. запас, м	Кпд, %		
1	2	3	4	5	6	7	8
НПВ 2500-80	2500	80	1500	3,2	82	ВАОВ630L-4У1	800

Таблица 5 – Справочные данные по подпорному насосу типа НПВ

Типоразмер насоса	Коэффициенты в формуле (2)			Коэффициенты в формуле (3)		Коэффициенты в формуле (4)			Параметры насоса, мм		
	H_0 , м	a , ч/м ²	$10^6 \cdot b$, ч ² /м ⁵	a_0 , м	b_0	$10^2 \cdot c_0$	$10^4 \cdot c_1$, ч/м ³	$10^8 \cdot c_2$	D_{BX}	D_2	n_s
НПВ 2500-80	79,7	-	1	3,3	-	32,3	0,04	-0,081	800	540	121
	96,4	-	4,5	3,3	-	32,3	0,04	-0,081	800	515	133
	86,3	-	4,4	3,3	-	32,3	0,04	-0,081	800	487	150

В нашем случае, для насоса НПВ 2500-80 напор $H_{НПВ}$ по формуле (2)

$$H_{НПВ} = 96,4 - 4,5 \cdot 10^{-6} \cdot 2330,1^2 = 72 \text{ м.}$$

3.4 Перерасчет характеристик центробежных насосов с воды на вязкую нефть

Для перекачки нефтей и нефтепродуктов, в основном, используются центробежные насосы. Их характеристики приводятся в специальных каталогах. Они представляют собой зависимость напора (H), потребляемой мощности (N), к.п.д. (η) и допустимого кавитационного запаса ($\Delta h_{доп}$) от подачи (Q) насоса [4].

Учитывая, что возможность пользоваться каталогами центробежных насосов имеется не всегда, удобно представлять их характеристики в аналитическом виде [4].

$$\Delta h_{доп} = \Delta h_{доп.ном.} \text{ при } 0,5 \cdot Q_{ном.} \leq Q_v \leq Q_{ном.}, \quad (3, a)$$

ИЛИ

$$\Delta h_{\text{доп}} = a_0 \cdot Q^{b_0} \text{ при } Q_V \geq Q_{\text{НОМ}}, \quad (3, б)$$

где $\Delta h_{\text{доп}}$ – допустимый кавитационный запас;

$Q_{\text{НОМ}}$ – номинальная подача насоса.

$$\eta_H = c_0 + c_1 \cdot Q + c_2 \cdot Q^2, \quad (4)$$

где η – к.п.д. насоса при подаче Q .

$$Q_V = k_Q \cdot Q_B \quad (5)$$

где Q_V – подача насоса при работе на вязкой нефти;

Q_B – номинальная подача насоса развиваемая на воде, м³/ч.

Насос одноступенчатый с двусторонним входом жидкости в рабочее колесо. В качестве параметра, характеризующего её течение в колесе, используется число Рейнольдса в другой записи

$$\text{Re}_H = \frac{n \cdot D_2^2}{\nu}, \quad (6)$$

где n – число оборотов ротора насоса, об/ч;

D_2 – диаметр рабочего колеса, мм.

$$\text{Re}_H = \frac{3000 \cdot 405^2}{60 \cdot 7,4} = 1108277.$$

Пересчет характеристики с воды на вязкую нефть необходим в том случае, когда величина Re_H превышает величину переходного числа Рейнольдса Re_{II} , вычисляемого по формуле

$$Re_{II} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305}, \quad (7)$$

где n_s – коэффициент быстроходности насоса.

$$Re_{II} = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 93^{-0,305} = 219620.$$

$$Re_H \geq Re_{II}.$$

В данном случае для вычисления коэффициентов пересчета напора, подачи и к.п.д. с воды на высоковязкую нефть используются следующие формулы:

$$k_H = 1 - 0,128 \cdot \lg \frac{Re_{II}}{Re_H}, \quad (8)$$

$$k_H = 1 - 0,128 \cdot \lg \frac{219620}{1108277} = 1,08,$$

где Re_{II} – то же, что и в формуле (6);

Re_H – то же, что и в формуле (7).

$$k_Q = k_H^{1,5}, \quad (9)$$

где k_H – тоже, что и в формуле (8).

$$k_Q = 1,08^{1,5} = 1,12,$$

$$k_\eta = 1 - \alpha_\eta \cdot \lg \frac{\text{Re}_{ГР}}{\text{Re}_H}, \quad (10)$$

где Re_H – то же, что и в формуле (7);

$\text{Re}_{ГР}$ – граничное число Рейнольдса;

α_η – поправочный коэффициент.

$$\text{Re}_{ГР} \approx 0,224 \cdot 10^5 \cdot n_s^{0,384}, \quad (11)$$

где n_s – то же, что и в формуле (7).

$$\text{Re}_{ГР} \approx 0,224 \cdot 10^5 \cdot 93^{0,384} \approx 127686;$$

$$\alpha_\eta \approx 1,33 \cdot n_s^{-0,326},$$

где n_s – то же, что и в формуле (7).

$$\alpha_\eta \approx 1,33 \cdot 93^{-0,326} \approx 0,896;$$

$$k_\eta = 1 - 0,896 \cdot \lg \frac{127686}{1108277} = 1,84;$$

Зная k_H , k_Q , k_η , можно рассчитать величины аппроксимационных коэффициентов при работе насоса на высоковязкой нефти (индекс «v») через известные при работе насоса на воде (индекс «в»)

$$H_{0v} = k_H \cdot H_{0B}, \quad (12)$$

где k_H – то же, что и в формуле (8).

$$H_{0v} = 1,08 \cdot 248,7 = 268,6 \text{ м};$$

$$b_v = \frac{k_H}{k_Q^2} \cdot b_B, \quad (13)$$

где k_H – то же, что и в формуле (8);

k_Q – коэффициентов пересчета подачи.

$$b_v = \frac{1,08}{1,12^2} \cdot 7,61 \cdot 10^{-6} = 16,55 \cdot 10^{-6} \text{ ч / м}^5;$$

$$c_{0v} = k_\eta \cdot c_{0B}, \quad (14)$$

где k_η – тоже, что и в формуле (10).

$$c_{0v} = 1,84 \cdot (-79,6) \cdot 10^{-2} = -1,46;$$

$$c_{1v} = \frac{k_H}{k_Q} \cdot c_{1B}; \quad (15)$$

где k_H – то же, что и в формуле (8);

k_Q – то же, что и в формуле (13).

$$c_{1v} = \frac{1,08}{1,12} \cdot 15,8 \cdot 10^{-4} = 15,2 \cdot 10^{-4} \text{ ч} / \text{м}^3;$$

$$c_{2v} = \frac{k_H}{k_Q} \cdot c_{2B}; \quad (16)$$

где k_H – то же, что и в формуле (8);

k_Q – то же, что и в формуле (13).

$$c_{2v} = \frac{1,08}{1,12^2} \cdot (-37) \cdot 10^{-8} = -31,8 \cdot 10^{-8} \text{ ч}^2 / \text{м}^6.$$

Выполним пересчет характеристик центробежных насосов с воды на вязкую нефть:

$$H = 268,6 - 16,55 \cdot 10^{-6} \cdot 2500^2 = 65,2 \text{ м};$$

$$Q_v = 1,12 \cdot 2500 = 2800 \text{ м}^3 / \text{ч};$$

$$2800 \geq 2500, \quad \Delta h_{\text{доп}} = 1,97 \cdot 2500^{0,35} = 30,5 \text{ м};$$

$$\eta_H = -79,6 \cdot 10^{-2} + 15,8 \cdot 10^{-4} \cdot 2500 + (-37) \cdot 10^{-8} \cdot 2500^2 = 0,84$$

3.5 Определение допустимого кавитационного запаса насоса типа НПВ

Для нормальной работы насоса необходимо, чтобы минимальное давление на входе в него P_{BX} превышало давление насыщенных паров перекачиваемой среды P_s а величину, соответствующую разности допустимого кавитационного запаса $\Delta h_{доп}$ и скоростного напора на входе в насос:

$$\frac{P_{BX}}{\rho \cdot g} \geq \frac{P_s}{\rho \cdot g} + \Delta h_{доп} - \frac{\omega_{BX}^2}{2 \cdot g}, \quad (17)$$

где P_{BX} – минимальное давление на входе в насос, Па;

P_s – давление насыщенных паров перекачиваемой среды, Па;

$\Delta h_{доп}$ – допустимый кавитационный запас, м;

ω_{BX} – скорость жидкости во всасывающем патрубке насоса, м/с;

ρ – плотность жидкости, кг/м³;

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

Скорость жидкости во всасывающем патрубке насоса находим по формуле:

$$\omega_{вх} = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_{вх}^2}, \quad (18)$$

где Q – номинальная подача насоса НПВ 2500-80, м³/ч;

D_{BX} – диаметр входного патрубка насоса, $D_{BX} = 0,8$ м.

$$\omega_{BX} = \frac{4 \cdot 2500}{3600 \cdot \pi \cdot 0,8^2} = 1,38 \text{ м/с}.$$

Число Рейнольдса на входе в насос находим по формуле:

$$\text{Re}_n = \frac{\omega_{\text{вх}} \cdot D_{\text{вх}}^2}{\nu}, \quad (19)$$

где $D_{\text{вх}}$ – то же, что и в формуле (17);

$\omega_{\text{вх}}$ – то же, что и в формуле (17);

ν – кинематическая вязкость бензина, $\text{м}^2/\text{с}$.

$$\text{Re}_n = \frac{1,38 \cdot 0,8^2}{0,07 \cdot 10^{-4}} = 126171.$$

Давление насыщенных паров для нефтепродуктов находим по следующей зависимости:

$$P_s \approx 57000 \cdot \exp[-0,0327 \cdot (T_{\text{нк}} - T)], \quad (20)$$

где $T_{\text{нк}}$ – температура начала кипения бензина, K ;

T – температура перекачки бензина, K .

$$P_s = 57000 \cdot \exp[-0,0327 \cdot (313 - 283)] = 21371 \text{ Па}.$$

Допустимый кавитационный запас насоса при перекачке бензина определяем по формуле:

$$\Delta h_{\text{дон.в}} = \Delta h_{\text{дон.г}} - k_h \cdot (\Delta h_t - \Delta h_v), \quad (21)$$

где $\Delta h_{\text{дон.г}}$ – допустимый кавитационный запас насоса, м ;

k_h – коэффициент запаса, $k_h = 1,1-1,15$;

$\Delta h_t, \Delta h_v$ – поправки соответственно на температуру и вязкость перекачиваемой жидкости.

Поправка на температуру перекачиваемой жидкости определяется по формуле:

$$\Delta h_t = 0,471 \cdot h_s^{0,45}, \quad (22)$$

где h_s – напор, соответствующий давлению насыщенных паров жидкости, который определяется по формуле:

$$h_s = \frac{P_s}{\rho \cdot g}, \quad (23)$$

где P_s – то же, что и в формуле (20);

ρ – то же, что и в формуле (17);

g – то же, что и в формуле (17);

$$h_s = \frac{21371}{820 \cdot 9,81} = 2,65 \text{ м}.$$

По формуле (22) находим поправку на температуру бензина:

$$\Delta h_t = 0,471 \cdot 2,65^{0,45} = 0,765 \text{ м}.$$

Поправка на вязкость перекачиваемой жидкости определяется по формуле:

$$\Delta h_v = \xi_{\text{ex}} \cdot \frac{\omega_{\text{ex}}^2}{2 \cdot g}, \quad (24)$$

где g – то же, что и в формуле (17);

ω_{ex} – то же, что и в формуле (18);

ξ_{ex} – коэффициент сопротивления на входе в насос, $\xi_{\text{ex}} = 1$ при $Re_n > 9330$.

$$\Delta h_v = \frac{1,38^2}{2 \cdot 9,81} = 0,1.$$

По формуле (21) определяем допустимый кавитационный запас насоса при перекачке бензина:

$$\Delta h_{\text{дон.v}} = 3,2 - 1,1 \cdot (0,765 - 0,1) = 2,47 \text{ м.}$$

По неравенству (17) рассчитаем необходимое давление на входе в насос:

$$\frac{P_{\text{ex}}}{\rho \cdot g} \geq \frac{21371}{740 \cdot 9,81} + 2,47 - \frac{1,38^2}{2 \cdot 9,81} \geq 5,313;$$

$$P_{\text{ex}} \geq 5,313 \cdot 740 \cdot 9,81 \geq 38569 \text{ Па.}$$

3.6 Определение рабочего давления

Число последовательно включенных магистральных насосов обычно 3, поэтому на данном этапе зададим количество магистральных насосов $m_{HM} = 4$. Зная количество насосов, напор магистрального насоса при

расчетной производительности Q_v можно определить рабочее давление P на выходе из головной НПС [3]

$$P = \rho_p \cdot g \cdot (m_{HM} \cdot H_{HM}), \quad (25)$$

где ρ_p – плотность перекачиваемой нефти, кг/м³;

g – ускорение свободного падения (9,81 м/с²);

m_{HM} – число последовательно включенных магистральных насосов;

H_{HM} – напор магистрального насоса.

Рассчитаем рабочее давление P на выходе из головной НПС по формуле (17)

$$P = 820 \cdot 9,81 \cdot 3 \cdot 204,0 = 4,9 \cdot 10^6.$$

Найденная величина P должна быть меньше допустимого давления $P_{доп}$, определяемого из условия прочности запорной арматуры, если условие не выполняется, то необходимо либо уменьшить число магистральных насосов, либо воспользоваться сменными роторами меньшего диаметра

$$P \leq P_{доп}.$$

Обычно запорная арматура на нефтепроводах рассчитана на давление. $P = 6,4$ МПа. Найденное значение P меньше.

$$4,9 \leq 6,4.$$

4 Вспомогательное оборудование насосных цехов

Кроме основного насосного оборудования в цехе размещены следующие системы:

- 1) разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений;
- 2) смазки и охлаждения подшипников;
- 3) сбора утечек от торцевых уплотнений;
- 4) подачи и подготовки сжатого воздуха;
- 5) оборотного водоснабжения и охлаждения воды воздухом;
- 6) средств контроля и защиты насосного агрегата.

4.1 Система разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений и система откачки утечек от торцевых уплотнений

Устройства, уплотняющие выход вала насоса из корпуса как в процессе работы, так и при остановках агрегатов, находятся под воздействием напора. В основных насосах, перекачивающих нефть или нефтепродукты, величина напора в камерах уплотнений колеблется от 20 до 800 м [5].

При последовательном соединении насосов в первом насосе напор в камере уплотнения минимален, а в третьем максимален. Работа уплотнения под большим напором снижает надежность узла уплотнения. Поэтому для снижения напора в камерах уплотнения до допустимых значений предусматривают систему гидравлической разгрузки с отводом части перекачиваемой жидкости по специальному трубопроводу (рис. 2) в зону пониженного давления [5].

Кроме того, при перекачке нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам могут иметь место утечки через концевые уплотнения вала насоса. Утечки от насоса самотеком поступают в специальный резервуар..

Следует обратить внимание, что линии находящиеся под высоким давлением окрашены в белый цвет.



Рисунок 2 – Традиционная система разгрузки и охлаждения концевых уплотнений вала насоса

Система смазки и охлаждения подшипников. Основное насосно-силовое оборудование перекачивающих станций имеет принудительную систему смазки (рис. 3).

Шестеренными насосами типа НШ масло из емкостей по маслопроводам поступает к узлам, требующими смазки (подшипниками), откуда масло возвращается обратно в емкости. Все оборудование имеющее отношение к маслосистеме окрашено в желтый цвет [5].

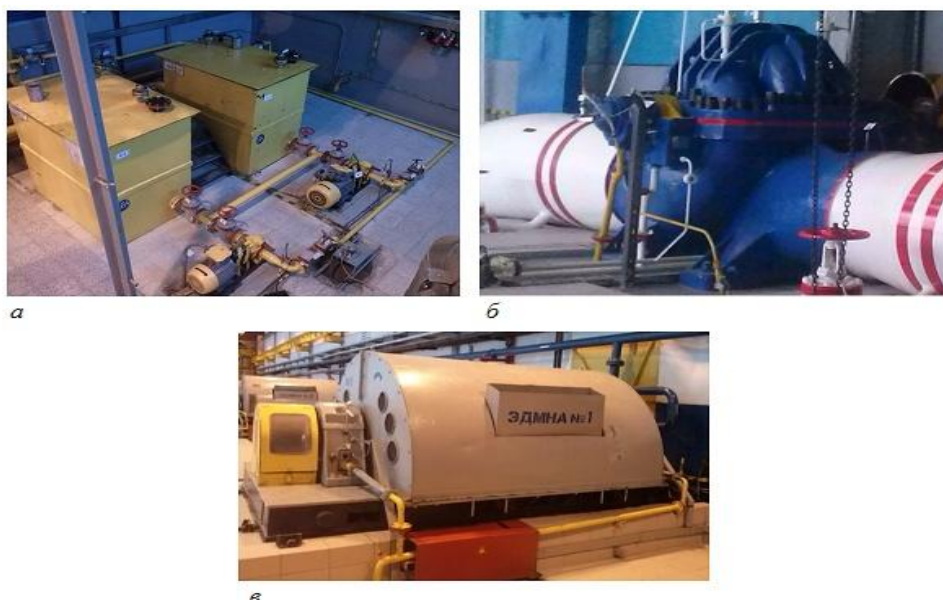


Рисунок 3 – Система смазки насосно-силовых агрегатов НПС: *а* – емкости с маслом и шестеренные насосы типа НШ; *б* – маслопроводы, подводящие

масло к подшипниковым узлам магистрального насоса; *в* – маслопроводы, подводящие масло к подшипниковым узлам электродвигателя

4.2 Средства контроля и защиты насосного агрегата

Надежную работу нефтепродуктопроводов обеспечивает защита насосных станций, включающая приборы контроля, защиты и сигнализации, установленные на отдельных агрегатах и вспомогательном оборудовании. Защита предохраняет насос от вибрации, подшипники агрегата от перегрева и работы насоса в кавитационном режиме, а также от чрезмерной утечки жидкости через уплотнения [5].

Подача масла контролируется электроконтактным манометром, контакты которого включены в пусковые цепи электродвигателей, что предотвращает включение электродвигателя в отсутствие давления в линии смазки. Падение давления в маслосистеме во время работы агрегата вызывает его остановку [5].

Тепловая защита корпуса насоса предотвращает длительную работу на закрытую задвижку, а контроль входящего и выходящего из электродвигателя воздуха защищает обмотку статора от перегрева (в летнее время) и образования конденсата при низких температурах окружающей среды (зимой) [5].

Сигнализатор падения давления выдает разрешение на включение в работу агрегата.

Герметичность торцевого уплотнения контролирует специальный датчик, который обеспечивает защиту в случае резкого увеличения утечек.

Вибрацию оборудования в процессе его работы регистрирует вибросигнал, который отключает агрегат при критических значениях вибрации [5].

Визуальный контроль за давлением всасывания и нагнетания насосов, а также за давлением в линии разгрузки осуществляют по манометрам.

Счетчик числа часов работы агрегата служит для равномерной загрузки агрегата, что способствует увеличению межремонтных сроков.

Нагрузку электродвигателя фиксируют по амперметру.

Контрольно-измерительные приборы (вновь получаемые, выпускаемые из ремонта и эксплуатирующиеся) подвергают государственной поверке в установленные сроки [5].

4.3 Система подачи и подготовки сжатого воздуха

Предназначается для питания пневмоприводов, устройств КИП и автоматики. Очистку и осушку воздуха необходимо осуществлять постоянно во избежание порчи приборов КИП и выхода из строя систем автоматики.

5 Мощность потребляемая насоса

Мощность, потребляемая насосами, определяется по формуле

$$N_{II} = \frac{Q_p \cdot H_0 \cdot \rho}{367 \cdot \eta}, \quad (26)$$

где Q – то же, что и в формуле (2);

H_0 – расчетный напор насоса, м;

ρ – плотность перекачиваемой нефти т/м³;

η – коэффициент полезного действия насоса.

Рассчитаем N_{II} для насоса НМ 2500-230 по формуле (26)

$$N_{II} = \frac{2330,1 \cdot 3 \cdot 204 \cdot 820}{367 \cdot 0,84} = 3793,1 \text{ кВт.}$$

6 Расчёт электроэнергии на расчётный период

Расход электроэнергии за расчетный период на перекачку нефти определяется по формуле

$$N_{Г} = \frac{G \cdot \sum H_0 \cdot 1,03}{367 \cdot \eta_n \cdot \eta_s} + N_B, \quad (27)$$

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

$\sum H_0$ – расчетный напор агрегатов, м;

η_n – коэффициент полезного действия насоса;

η_s – КПД электродвигателей основных насосов;

N_B – Расход электроэнергии на собственные нужды НПС и вспомогательные установки указан в таблице 4, кВт·ч/год.

Таблица 6 – Расход электроэнергии на собственные нужды на одну НПС

Подача $Q, 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$	Расход электроэнергии, $10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{год}$	
	головная НПС	вспомогательная НПС
До 1,25	2460	1950
От 2,5-3,6	2850	2060
От 5,0-12,5	3550	2960

Расход электроэнергии на собственные нужды ленойной части нефтепровода, системы электрохимической защиты трубопровода и кабеля связи от коррозии (питание СКЗ) составляют в среднем 15 кВт·ч/год на 100 км. магистрального нефтепровода.

Расчитаем N_G для насоса НМ 2500-230 по формуле (27)

$$N_G = \frac{15 \cdot 612 \cdot 1,03}{367 \cdot 0,84 \cdot 0,966} + 2060 + 15 \cdot 7 = 2198,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

7 Расчет объема резервуарного парка

Объем резервуарного парка $V_{РП}$ насосной станции при перекачке монопродукта согласно РД 153-39.4 – 133-01 и РД-75.180.00-КТН-198 – 09 определяется по формуле

$$V_{РП} = \frac{T_{ПС}}{\eta} \cdot q_{СУТ} = T_{ПС} \cdot \frac{G \cdot 10^9}{\eta \cdot 350 \cdot \rho}, \quad (28)$$

где $T_{ПС}$ – требуемы запас времени работы участка трубопровода (табл. 7);

η – коэффициент использования полезной емкости резервуара по отношению к строительному номиналу (табл. 8);

$q_{СУТ}$ – суточная производительность трубопровода, м³/ч;

ρ – плотность перекачиваемой жидкости, кг/м³;

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

Таблица 7 – Значение требуемого запаса времени работы участка трубопровода $T_{ПС}$

Тип насосной станции с емкостью	Нефтепровод	Нефтепродуктопровод
Головная насосная станция	2,0...3,0	2,0...3,0

Таблица 8 – Значение коэффициента использования полезной емкости резервуара η

Тип резервуара	Для нефтепровода согласно РД 153-39.4-133 – 01	Для нефтепродуктопровода согласно СО 03-04-АКТНП-014 – 2004
РВС 50 – 100 тыс.м ³ с понтона	0,79	-

$$V_{РП} = 2,5 \cdot \frac{15 \cdot 10^9}{0,79 \cdot 350 \cdot 820} = 159343 \text{ м}^3.$$

Принимаем требуемую емкость РП: $V_{РП} = 160 \text{ тыс.м}^3$.

8 Конструкция и компоновка насосного цеха

Здания насосного цеха сооружаются из следующих элементов и узлов: фундаментов, колонн, стен, подкрановых балок и покрытия.

1) Фундамент

При сооружении насосных цехов применяют железобетонные фундаменты, выполняемые в виде одиночных ленточных или свайных фундаментов. Глубина заложения подошвы фундамента должна быть ниже глубины промерзания грунта, поскольку в противном случае возможно выпучивание фундамента [7].

Фундамент под насос и электродвигатель может быть общим, или их можно устанавливать на отдельных фундаментных рамах и не соединять с фундаментом здания.

2) Колонны

Несущую основу стены составляют железобетонные колонны высотой 8 – 12 м. Они же являются вертикальной основой каркаса всего здания. Продольный шаг колонн составляет 6 м, поперечный – кратный 3.

Рекомендуется устанавливать их по оси ленточного фундамента с целью центральной передачи нагрузки на фундамент. Поскольку колонны являются основной несущей конструкцией, они, как правило, изготавливаются железобетонными, однако бывают и металлическими [7].

3) Стены

Стены зданий насосных цехов обычно изготавливают из железобетонных, асбестоцементных панелей, которые крепятся к колоннам. Заполнить пространства между колоннами можно и из шлакоблоков, блоков из пенно и газобетонов и пескоблоков. Однако это возможно только в случае, когда стены не являются несущими конструкциями и поэтому не воспринимают нагрузки от веса других частей зданий. Если стена возводится из кирпича, то она может быть несущей [7].

4) Подкрановые балки

На специальных консольных выступах колонн – ригелях, размещают железобетонные подкрановые балки, связывающие колонны в плоскую систему. Подкрановую балку не укладывают на прямую на ригель, а передают нагрузку на ригель через двутавровые балки. На подкрановые балки монтируют пути для мостового крана. Подкрановые балки чаще всего изготавливают из предварительно напряженного железобетона, реже – из металла (металлической фермы) [7].

5) Перекрытие

На верхнем обресе колонн устанавливают двускатные железобетонные балки или фермы покрытия, которыми осуществляют пространственную связку каркаса.

6) Покрытие

Покрытие насосных цехов выполняется из железобетонных панелей и плит. Плиты или панели укладываются на балки и фермы, которые, в свою очередь, опираются на колонны или на несущие стены, передавая тем самым нагрузку на фундамент [7].

7) Кровля

При устройстве кровли поверх железобетонных плит выполняют цементную и асфальтобетонную стяжки, а затем наплавливают рубероид. С помощью стяжек выравнивают поверхность кровли и создают гидроизоляционный слой. Толщина стяжки находится в диапазоне 100...300 мм. Перед наплавлением рубероида поверхность стяжки покрывают битумной мастикой в составе: 40...50 % масла зеленого и 60...50 % битума БНИ-IV. Рубероид наплавливают на битумную мастику [7].

8) Перегородка

В случае применения электродвигателей в нормальном исполнении (не во взрывозащищенном) помещение насосного цеха разделяют воздухонепроницаемой огнестойкой перегородкой на два отдельных зала с отдельными входами и выходами. В первом зале устанавливают основные насосы типа НМ, блок откачки утечек, мостовой кран ручной во взрывоопасном исполнении, грузоподъемностью 10 т. Во втором зале с нормальной средой для привода насосов устанавливают синхронные электродвигатели нормального исполнения типа СТД, со встроенными водяными воздухоохладителями и замкнутым циклом вентиляции воздуха, блок централизованной маслосистемы с аккумулялирующим баком и мостовой кран в нормальном исполнении грузоподъемностью 25 т. Огнестойкая перегородка выполняется из кирпича [4].

9) Прокладка трубопроводов

При проектировании каналов для обвязочных и вспомогательных трубопроводов применяют канальную и бесканальную системы укладки трубопроводов. Канальную систему применяют для трубопроводов диаметром до 0,5 м, бесканальную – для трубопроводов больших диаметров.

Монтажные работы.

В процессе монтажа зданий, сначала устанавливают, выверяют и замоноличивают колонны. Затем сооружают цокольную часть стен из

крупных бетонных блоков или кирпича. После этого монтируют панели, на две грани которых для обеспечения герметизации швов наклеены прокладки из пороизола, пенопласта или губчатой валиковой резины диаметром 30 мм. Завершаются монтажные работы установкой балок и ферм, а также плит перекрытия.

Для уменьшения габаритов насосного цеха и обеспечения безопасной работы часть оборудования размещают за пределами насосного цеха (здвижки, обратные клапаны, коллекторы) [4].

9 Генеральный план НПС

Требования к построению генерального плана определяются СП 18.13330.2011 «Генеральные планы промышленных предприятий. Актуализированная редакция СНиП II-89 – 80*».

Генеральный план – проектный документ, на основании которого осуществляется планировка, застройка, реконструкция и иные виды строительного освоения территории. Основной частью генерального плана (также называемой собственно генеральным планом) является масштабное изображение, полученное методом графического наложения чертежа проектируемого объекта на топографический, инженерно-топографический или фотографический план территории, а также роза ветров.

Иными словами, генеральный план НПС – это определенное расположение различных объектов на территории НПС, однако не следует путать такие термины как: генеральный план, топографический план и ситуационный план:

- топографический план – план, на котором точно изображена местность. Он содержит сведения об опорных геодезических пунктах, рельефе, гидрографии, растительности, грунтах, хозяйственных и

культурных объектах, дорогах, коммуникациях, границах и других объектах местности.

- ситуационный план – это схематическое размещения проектируемого объекта относительно ближайших населенных пунктов, основных дорог, водоемов, линий электропередач, других сооружений и особенностей местности [4].

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

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

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

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

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

- открытые подстанции размещают на самостоятельных участках;

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

Генеральный план выполняют в масштабе М 1:1000 или М 1:5000.

Для облегчения размещения отдельных объектов на топографический план площадки наносят «розу ветров» и координатную сетку со сторонами 100 х 100 м или 50 х 50 м, которая должна быть увязана с существующей топографической сетью страны.

10 Технологическая схема НПС

Технологическая схема НПС – принципиальная схема коммуникаций, обеспечивающая проведение операций по перекачке нефти или нефтепродуктов.

Технологические схемы должны быть просты и легко читаемы, причем в схеме должно присутствовать минимальное, но достаточное количество монтируемой запорной и регулирующей арматуры и соединительных деталей, а также должна быть минимальная протяженность технологических трубопроводов.

Основным узлами технологических схем являются обвязка подпорных и основных насосов и обвязка резервуаров.

В зависимости от схемы присоединения насосов и резервуаров промежуточных станций можно осуществить различные схемы перекачки нефти и нефтепродуктов по трубопроводам. Выделяют следующие схемы перекачек:

- постанционную;
- с подключенным резервуаром;
- через резервуар;
- из насоса в насос.

При постанционной схеме перекачки нефть принимается поочередно в один из резервуаров станции, подача на следующую станцию осуществляется из другого резервуара. Поочередное заполнение и опорожнение резервуаров станций позволяет достаточно точно учитывать перекачку нефти, поступающей с предыдущей станции, и в то же время ее откачку на следующую станцию. При этой системе перекачки значительные потери нефти от испарения, вызываемые «большими дыханиями» резервуаров,

поэтому ее нецелесообразно применять при перекачке сырых нефтей и светлых нефтепродуктов.

При схеме перекачки с подключенным резервуаром уровень нефти в резервуаре колеблется в зависимости от неравномерности поступления и откачки нефти. При синхронной работе станций уровень нефти в подключенной емкости остается практически неизменным. Потери нефти от испарения в этом случае в значительной мере определяются лишь потерями от «малых дыханий».

При перекачке через резервуар нефть от предыдущей станции поступает в резервуар, служащий буфером, и одновременно откачивается из него. Эта система не позволяет производить постанционный учет перекачки. Потери нефти от испарения велики вследствие усиленного движения нефти в резервуаре, и эта схема также, как и постанционная, не рекомендуется для перекачки сырых нефтей и светлых нефтепродуктов.

Перечисленные системы перекачки существенно уменьшают воздействие гидравлического удара на трубопровод. Резервуары промежуточных станций вовсе отключаются от магистрали при системе перекачки из насоса в насос. Резервуары используют только для приема нефти из трубопровода во время аварий или ремонта. При отключенных резервуарах устраняются потери от испарения и полностью используется подпор предыдущей станции. Эта система предусматривает полную синхронизацию перекачки и может с успехом применяться при оборудовании станции центробежных насосами.

Насосные станции с точки зрения последовательности технологических процессов можно разделить на следующие основные объекты: 1 – резервуарный парк, состоящий из нескольких резервуаров с приемными и отпусковыми трубопроводами; 2 – насосно-двигательный зал; 3 – манифольд – открытое или закрытое помещение, в котором сосредоточены задвижки, обратные клапаны, фильтры и т.п.; 4 – камеры пуска и приема скребка [7].

В состав головных перекачивающих станций входит резервуарный парк значительной емкости для обеспечения бесперебойной работы трубопровода, а при последовательной перекачке для накопления определенных партий нефтепродуктов. Обычно емкость резервуаров на головных станциях принимается равной объему трехсуточной перекачки. При последовательной перекачке емкость резервуарного парка головной станции зависит от числа циклов [7].

На головных станциях предусматривается установка подпорных насосов, обеспечивающих бескавитационную работу основных насосов. Подпорные насосы, в зависимости от их характеристик, могут быть соединены как последовательно, так и параллельно.

11 Общестроительные работы на перекачивающих станциях

1) Разбивочные работы

Прежде чем начать какие-либо работы, связанные со строительством любого объекта насосной станции (НС), основные оси и размеры сооружений переносят с чертежей на местность. Работы, выполняемые при этом называют разбивочными.

2) Земляные работы

В ходе земляных работ на площадках НС производят планировку территории, отрывают котлованы под фундаменты зданий, роют траншеи для прокладки трубопроводов и инженерных сетей.

При отрывке котлованов на строительстве НС используются две схемы выполнения работ: разработку отдельных котлованов (под фундаменты стен, колонн, агрегатов) и устройство общего котлована сразу под все здание с тем, чтобы можно было выполнить все работы нулевого цикла, а затем свободное пространство засыпать.

3) Бетонные работы

В ходе бетонных работ изготавливаются фундаменты под здания, сооружения и оборудование на НС.

По характеру работы их можно подразделить на две основные группы: фундаменты под статические нагрузки и фундаменты под динамические нагрузки [3].

Под насосы, компрессоры, газотурбинные установки и другое оборудование с подвижными частями сооружают фундаменты, рассчитанные не только на статическую, но и на динамическую нагрузку. Фундаменты данного типа бывают массивные и рамные [8].

4) Монтажные работы по сооружению зданий

Здания насосных и компрессорных цехов, состоят из следующих элементов и узлов: колонн, стен, подкрановых балок и покрытия.

Покрытие насосных и компрессорных цехов выполняется из железобетонных панелей и плит. Они укладываются на балки и фермы, которые в свою очередь опираются на колонны или на несущие стены [8].

В процессе монтажа зданий сначала устанавливают, выверяют и замоноличивают колонны. Затем сооружают цокольную часть стен из крупных бетонных блоков или кирпича. После этого монтируют панели, на две грани которых для обеспечения герметизации швов наклеены прокладки из поризола, пенопласта или губчатой валиковой резины диаметром 30 мм. Завершаются монтажные работы установкой балок и ферм, а также плит перекрытия [8].

Устройство кровли

При устройстве кровли поверх железобетонных плит выполняют цементную и асфальтобетонную стяжки, а затем наклеивают рубероид.

Назначение стяжек – выравнивание поверхности кровли и создание гидроизоляционного слоя. Толщина стяжки от 10 до 30 мм.

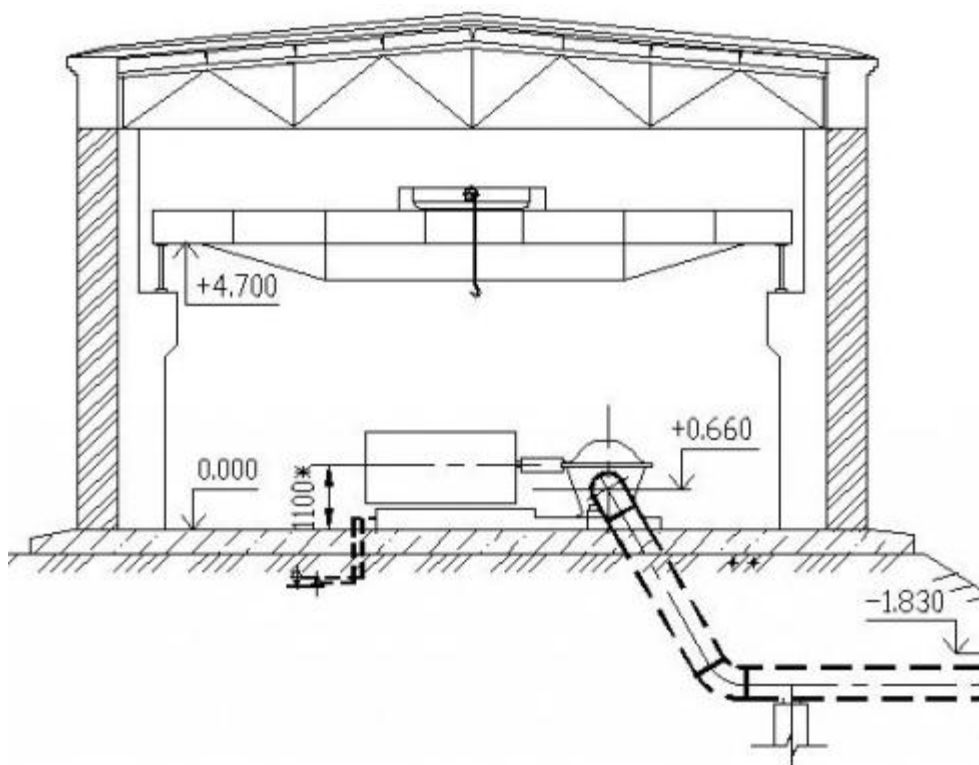


Рисунок 4 – Разрез насосного цеха

12 Экономическая часть

В экономической части дипломного проекта необходимо рассчитать единовременные и эксплуатационные затраты на строительство и эксплуатацию головной магистральной насосной станции АО «Ространс», а так же в отдельности затраты на строительство и эксплуатацию насосного цеха в двух вариантах: с отдельной огнестойкой (брандмауэрской) перегородкой и без неё.

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

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

12.1 Расчет единовременных затрат на реализацию проекта

Единовременные капитальные вложения на строительство объекта составляют [10]:

$$EKB_{\text{объекта}} = C_{\text{ОСР,МТО}} + \Phi OT + СВ + СНСП, \quad (29)$$

где $EKB_{\text{объекта}}$ – единовременные капитальные вложения;

$C_{\text{СМР,ПНР}}$ – сметная стоимость строительства (в том числе: общестроительные работы, монтаж технологического оборудования магистральной насосной, стоимость материалов и оборудования, дополнительные работы, стоимость временных зданий и сооружений), руб.;

ΦOT – фонд оплаты труда, руб.;

$СВ$ – страховые взносы, руб.;

$СНСП$ – взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, руб.

Рассчитаем показатели и сведем все данные в Таблицу 9: «Единовременные капитальные вложения в строительство объекта».

12.1.1 Расчет сметной стоимости строительства

$$EC_{\text{ОСР,МТО}} = C_{\text{ОСР}} + C_{\text{МТО}} + TO_C + C_{\text{НЦ}} + C_{\text{МСиКР}} + C_{\text{МСЭ}} + C_{\text{МСА}} + C_{\text{СПВ}} + C_{\text{ЗР}} + C_{\text{ВР}} + C_{\text{ПР}}, \quad (30)$$

где $C_{\text{ОСР}}$ – затраты на общестроительные работы, (29135, 27 тыс. руб.);

$C_{\text{МТО}}$ – затраты на монтаж технологического оборудования, (10267,49 тыс. руб.);

TO_C – стоимость технологического оборудования магистральной насосной;

C_{HI} – затрат на строительство и монтаж магистрально насосной;

C_{MCuKP} – затраты на монтаж силового и контрольного оборудования, (2133,49 тыс. руб.);

$C_{MCЭ}$ – затраты на монтаж сетей внутреннего электроснабжения, (380,10 тыс. руб.);

C_{MCA} – затраты на монтаж средств автоматизации, (3001,08 тыс. руб.);

$C_{СПВ}$ – затраты на строительство производственного водопровода, (14,45 тыс. руб.);

$C_{ЗР}$ – затраты на дополнительные земляные работы под фундаменты, (190,46 тыс. руб.);

$C_{ВР}$ – затраты на временные здания и сооружения;

$C_{ПР}$ – затраты на прочие работы.

Цены на затраты строительных, монтажных и земляных работы взяты с электронных сайтов компаний профилирующих в той или иной сфере: <http://novostroy-rbk.ru>, <http://evrotekhservis.ru>, <https://арендатеchnики24.рф>, <http://valtec.ru>.

Проведем расчет затрат на строительство и монтаж магистрально насосной с отдельной огнестойкой (брандмауэрской) перегородкой:

$$C_{HI} = C_{MZH} + C_{CT} + C_{KP1} + C_{KP2} + C_{BV}, \quad (31)$$

C_{MZH} – затраты на монтаж здания магистральной насосной, (61289,20 тыс. руб.);

C_{CT} – затраты на сооружение брандмауэрской перегородки, (2305,56 тыс.руб.);

C_{KP1} – затраты на монтаж одноблочного мостового крана грузоподъемностью 8 тонн, (80,236 тыс.руб.);

C_{KP2} – затраты на монтаж двухблочного мостового крана грузоподъемностью 20 тонн, (148,210 тыс. руб);

C_{BV} – затраты на монтаж приточно-вытяжной установки (25300 руб.).

Цены на затраты строительных и монтажных работ взяты с электронных источников: <http://www.cityalp.com/>, <http://bbgl.ru/company/>, <http://artklimat.su/>.

Вычислим общую стоимость затрат на строительство и монтаж магистральной насосной

$$C_{\text{ИЦ}} = 61289200 + 2305560 + 80236 + 148210 + 25300 = 63848506 \text{ руб.}$$

Проведем расчет стоимости технологического оборудования магистральной насосной:

$$TO_c = KH_c + DO_c + TKK_c + ЗСР_c + ЭД_c + КР_c + ВУ_c \quad (32)$$

где KH_c – стоимость комплекта насосов (4 магистральных насоса НМ 2500-230. и 4 подпорных насосов НПВ 2500-80), руб.;

DO_c – стоимость дополнительного оборудования (технологические части трубопроводов с КИП и А, комплекты фильтров, запорной арматуры с электроприводами, комплект регулирующих клапанов), (147200945 руб.);

TKK_c – стоимость транспортировки комплектов конструкций оборудования здания магистральной насосной, (758822 руб.);

$ЗСР_c$ – стоимость заготовительно-складских работ;

$ЭД_c$ – стоимость комплектов электродвигателей;

$КР_c$ – стоимость комплектов мостовых кранов;

BV_c – стоимость приточно-вытяжной установки марки SmartCool Duo 700E, (271000 руб.).

Цены на технологическое оборудование магистральной насосной станции взяты с электронных источников: <http://www.eastlines.ru/>, <http://tap.su>, <https://iclim.ru/>.

Вычисляем стоимость комплекта насосов:

$$KH_c = 4 \cdot MH_c + 4 \cdot PH_c, \quad (33)$$

где MH_c – стоимость одного магистрального насоса;

PH_c – стоимость одного подпорного насоса.

Стоимость одного подпорного насоса марки НПВ 2500-80 составляет порядка 2368021 руб. (<https://www.уралгидротех.рф>), стоимость магистрального насоса марки НМ 2500-230 составляет 39775962 руб. (<https://www.уралгидротех.рф>).

$$KH_c = 4 \cdot 39775962 + 4 \cdot 2368021 = 168575932 \text{ руб.}$$

Вычислим стоимость комплектов электродвигателей

$$\mathcal{E}D_c = 4 \cdot \mathcal{E}D_m + 4 \cdot \mathcal{E}D_{II}. \quad (34)$$

Стоимость одного электродвигателя для магистрального насоса марки 4А3М 2000/6000 составляет порядка 1835064 руб. (<http://nsk.propartner.ru/>), стоимость одного электродвигателя для подпорного насоса марки ВАОВ – 630-2У4 210000 руб. (<http://el-dvigatel.ru/>).

$$\mathcal{E}D_c = 4 \cdot 1835064 + 4 \cdot 210000 = 8180256 \text{ руб.}$$

Вычислим стоимость комплекта мостовых кранов

$$KP_c = KP_1 + KP_2. \quad (35)$$

Стоимость одного однобалочного мостового крана грузоподъемность 8 т с пролетом 6 м, 265200 руб. (<http://www.servis-pto.ru/>), стоимость одного двухбалочного мостового крана грузоподъемность 20 т, с пролетом 9 м, 380260 руб. (<http://www.servis-pto.ru/>).

$$KP_c = 265200 + 380260 = 645460 \text{ руб.}$$

Стоимость заготовительно-складских работ составляет 1,2% от стоимости прямых затрат на покупку оборудования:

$$ЗСР_c = \frac{1,2}{100} \cdot (KH_c + ДО_c + ТКК + ЭД_c + KP_c); \quad (36)$$

$$ЗСР_c = \frac{1,2}{100} \cdot (168575932 + 147200945 + 758822 + 645460 + 8180256) = 3904337 \text{ руб.}$$

Вычисляем общую стоимость технологического оборудования:

$$ТО_c = 168575932 + 147200945 + 758822 + 3904337 + 8180256 + 645460 + 271000 = \\ = 329536752 \text{ руб.}$$

Для удобства сведем данные в таблицу 9.

Вычислим стоимость технологического оборудования и затраты на монтаж и строительство магистральной насосной с отдельной огнестойкой (брандмауэрской) перегородкой:

$$C_{\text{нц}} + TO_c = 63848506 + 329536752 = 393385258 \text{ руб.}$$

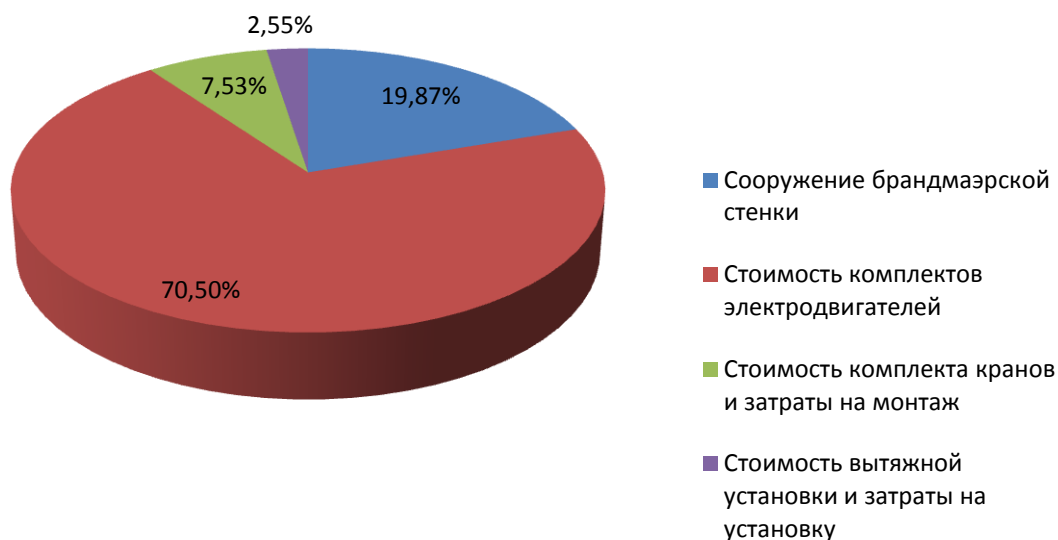


Рисунок 5 – Затраты на монтаж и строительство магистральной насосной с раздельной огнестойкой перегородкой

Проведем расчет затрат на строительство и монтаж магистрально насосной с совмещенной компоновкой насосного агрегата и электродвигателя:

$$C_{\text{нц}} = C_{\text{мзн}} + C_{\text{кр}}, \quad (37)$$

где $C_{\text{мзн}}$ – затраты на монтаж здания магистральной насосной, (61289,20 тыс. руб.);

$C_{\text{кр}}$ – затраты на монтаж двухблочного мостового крана грузоподъемностью 25 тонн (160,356 тыс. руб.).

Цены на затраты строительных и монтажных работ взяты с электронных источников: <http://www.cityalp.com/>, <http://bbgl.ru/company/>, <http://artklimat.su/>.

$$C_{\text{нц}} = 61289200 + 160356 = 61449556 \text{ руб.}$$

Проведем расчет стоимости технологического оборудования.

$$TO_c = KN_c + DO_c + TKK_c + ЗСР_c + ЭД_c + КР_c, \quad (38)$$

где KN_c – стоимость комплекта насосов (4 магистральных насоса НМ 2500-230 и 4 подпорных насосов НПВ 2500-80), руб.;

DO_c – стоимость дополнительного оборудования (технологические части трубопроводов с КИП и А, комплекты фильтров, запорной арматуры с электроприводами, комплект регулирующих клапанов), (147200945 руб.);

TKK_c – стоимость транспортировки комплектов конструкций оборудования здания магистральной насосной, (758822 руб.);

$ЗСР_c$ – стоимость заготовительно-складских работ;

$ЭД_c$ – стоимость комплектов электродвигателей;

$КР_c$ – стоимость одного двухблочного мостового крана 25т, с пролетом 16 м, (512365 руб.).

Цены на технологическое оборудование магистральной насосной станции взяты с электронных источников: <https://www.уралгидротех.рф>, <http://www.eastlines.ru/>, <http://tap.su>, <https://iclim.ru/>, <http://www.servis-ptо.ru>.

Вычисляем стоимость комплекта насосов:

$$KH_c = 4 \cdot MH_c + 4 \cdot PH_c,$$

где MH_c – стоимость одного магистрального насоса;

PH_c – стоимость одного подпорного насоса.

Стоимость одного подпорного насоса марки НПВ 2500-80 составляет порядка 2368021 руб. (<https://www.уралгидротех.рф>), стоимость магистрального насоса марки НМ 2500-230 составляет 39775962 руб. (<https://www.уралгидротех.рф>).

Вычислим стоимость комплектов электродвигателей

$$ЭД_c = 4 \cdot ЭД_m + 4 \cdot ЭД_n.$$

Стоимость одного электродвигателя для магистрального насоса марки 4АРМП 2000/6000 составляет порядка 2359695 руб. (<http://nsk.propartner.ru/>), стоимость одного электродвигателя для подпорного насоса марки ВАОВ – 630-2У4 210000 руб. (<http://el-dvigatel.ru/>).

$$ЭД_c = 4 \cdot 2356995 + 4 \cdot 210000 = 10267980 \text{ руб.}$$

Стоимость заготовительно-складских работ составляет 1,2 % от стоимости прямых затрат на покупку оборудования:

$$ЗСР_c = \frac{1,2}{100} \cdot (KH_c + ДО_c + ТКК + ЭД_c + КР_c) \quad (39)$$

$$ЗСР_c = \frac{1,2}{100} \cdot (168575932 + 147200945 + 758822 + 10267980 + 512365) = 3274185 \text{ руб.}$$

Вычисляем общую стоимость технологического оборудования:

$$TO_c = 168575932 + 147200945 + 758822 + 3274185 + 10267980 + 512365 = \\ = 330590229 \text{ руб.}$$

Вычислим стоимость технологического оборудования и затраты на монтаж и строительство магистральной насосной с совмещенной компоновкой насосного агрегата и электродвигателя.

$$C_{нц} + TO_c = 61449556 + 330590229 = 392039785 \text{ руб.}$$

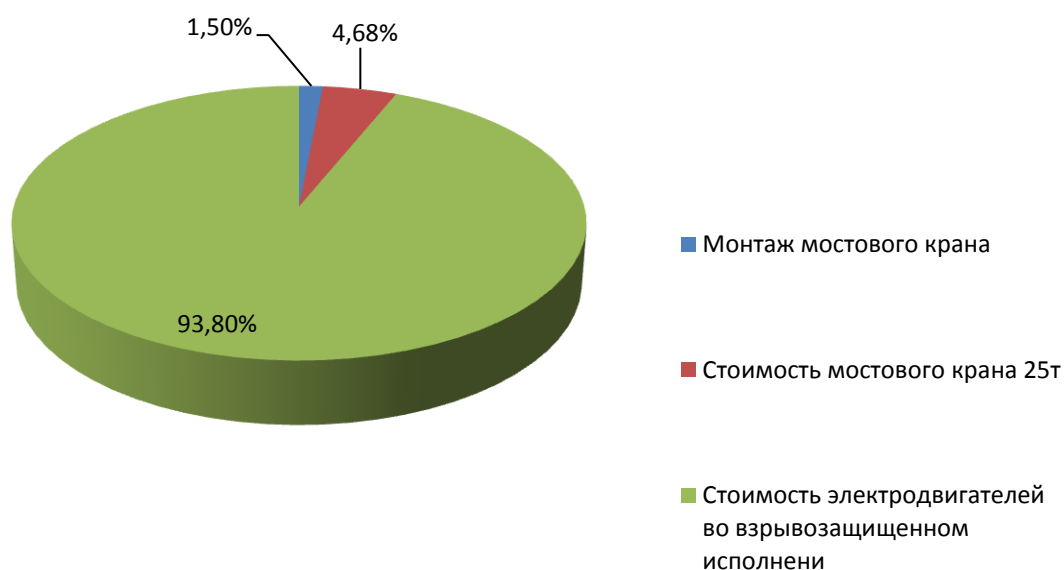


Рисунок 6 – Затраты на монтаж и строительство магистральной насосной совмещенной компоновкой

Исходя из расчетов затрат на монтаж и строительство магистральной насосной, делаем выбор на более экономически выгодный вариант с использованием электродвигателей во взрывозащищенном исполнении.

Для удобства сведем данные в таблицу 9.

Таблица 9 – Стоимость технологического оборудования магистральной насосной станции (объектная смета на магистральную насосную) [9]

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
Стоимость комплекта насосов НМ 2500-230 и НПВ 2500-80	168575,932
Стоимость комплекта электродвигателей	10267,980
Стоимость двухблочного мостового крана 25 т	512,365
Стоимость дополнительного оборудования	147200,945
Стоимость транспортировки комплектов конструкций оборудования здания магистральной насосной	758,822
Итого прямые затраты	327316,044
Стоимость заготовительно-складских работ (1,2 %)	3274,185
Итого с заготовительно-складскими работами	330590,229

Общая стоимость строительства без учета прочих работ и временных зданий и сооружений:

$$C_{OCP.MTO} = 29135,27 + 10267,49 + 330590,229 + 61449,556 + 2133,49 + 380,10 + 3001,08 + 14,45 + 190,46 = 437162,125 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на временные здания и сооружения составляют порядка 7,2% от общей стоимости строительства:

$$C_{BP} = \frac{7,2}{100} \cdot C_{OCP.MTO}; \quad (40)$$

$$C_{BP} = \frac{7,2}{100} \cdot 437162,125 = 31475,673 \text{ тыс.руб.}$$

Общая стоимость строительства с учетом временных зданий и сооружений:

$$C_{OCP.MTO} = 29135,27 + 10267,49 + 330590,229 + 61449,556 + 2133,49 + 380,10 + 3001,08 + 14,45 + 190,46 + 31475,673 = 468637,798 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на прочие работы включают в себя: удорожание работ производимых в зимнее время (7,13 %) и затраты на снегоборьбу (0,6 %).

$$C_{ПР} = C_{OCP.MTO} \cdot \frac{7,128}{100} + C_{OCP.MTO} \cdot \frac{0,6}{100}, \quad (41)$$

$$C_{ПР} = 468637,798 \cdot \frac{7,128}{100} + 468637,798 \cdot \frac{0,6}{100} = 36216,329 \text{ тыс. руб.}$$

Общая стоимость строительства с учетом прочих работ и временных зданий и сооружений:

$$C_{OCP.MTO} = 29135,27 + 10267,49 + 330590,229 + 61449,556 + 2133,49 + 380,10 + 3001,08 + 14,45 + 190,46 + 31475,673 + 36216,329 = 504854,127 \text{ тыс.руб.}$$

Стоит учесть резерв средств на непредвиденные работы и затраты. Резерв составляет 1,5 % от общей сметной стоимости строительства:

$$PEZ_C = \frac{1,5}{100} \cdot C_{OCP.MTO}, \quad (42)$$

$$PEZ_C = \frac{1,5}{100} \cdot 504854,127 = 7572,812 \text{ руб.}$$

Сведем полученные результаты в таблицу 10.

Таблица 10 – Сметная стоимость строительства головной насосной станции
[10]

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
Затраты на общестроительные работы	29135,27
Затраты на монтаж технологического оборудования	10267,49
Стоимость технологического оборудования магистральной насосной	33059,229
Затраты на монтаж здания магистральной насосной	61289,20
Затраты на монтаж силового и контрольного оборудования	2133,49
Затраты на монтаж сетей внутреннего электроснабжения	380,10
Затраты на монтаж средств автоматизации	3001,08
Затраты на строительство производственного водопровода	14,45
Затраты на дополнительные земляные работы под фундаменты	190,46
Итого	110335,499
Временные здания и сооружения – 7,2 %	31475,673
Итого с затратами на временные здания и сооружения	468437,798
Прочие работы и затраты	
Удорожание работ производимых в зимнее время	33404,5
Затраты на снегоборьбу	2863
Итого	536181,21
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	7572,812
Итого	543754,026

12.1.2 Затраты средств на оплату труда, расчет страховых взносов

Фонд оплаты труда составляет 14283,09 тыс. руб.

В соответствии с российским законодательством работодатель обязан производить социальные выплаты, базой для расчета которого является ФОТ.

Ставка для расчета налога составляет 30 %, в которые входят;

22 % – в пенсионный фонд;

2,9 % – в фонд социального страхования;

5,1 % – в фонд обязательного медицинского страхования.

Таким образом, рассчитываем страховые взносы:

$$CB = ФОТ \cdot \frac{30}{100}, \quad (43)$$

$$CB = 14283,09 \cdot \frac{30}{100} = 4284,927 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

База для расчета взноса – фонд заработной платы.

Ставка взноса зависит от класса профессионального риска предприятия. В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 6 ноября 2011 г. N 300-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний», ставка взноса 0,9 %.

$$CHСП = ФОТ \cdot \frac{0,9}{100}, \quad (44)$$

$$CHСП = 14283,09 \cdot \frac{0,9}{100} = 128,548 \text{ тыс. руб.}$$

Все единовременные затраты на строительство головной магистральной насосной станции сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Единовременные затраты на строительство головной магистральной насосной станции

Наименование затрат	Стоимость, тыс.руб
Сметная стоимость строительства	543754,026
Фонд оплаты труда	14283,09
Страховые взносы	4284,927
Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	128,548
Итого	562450,591

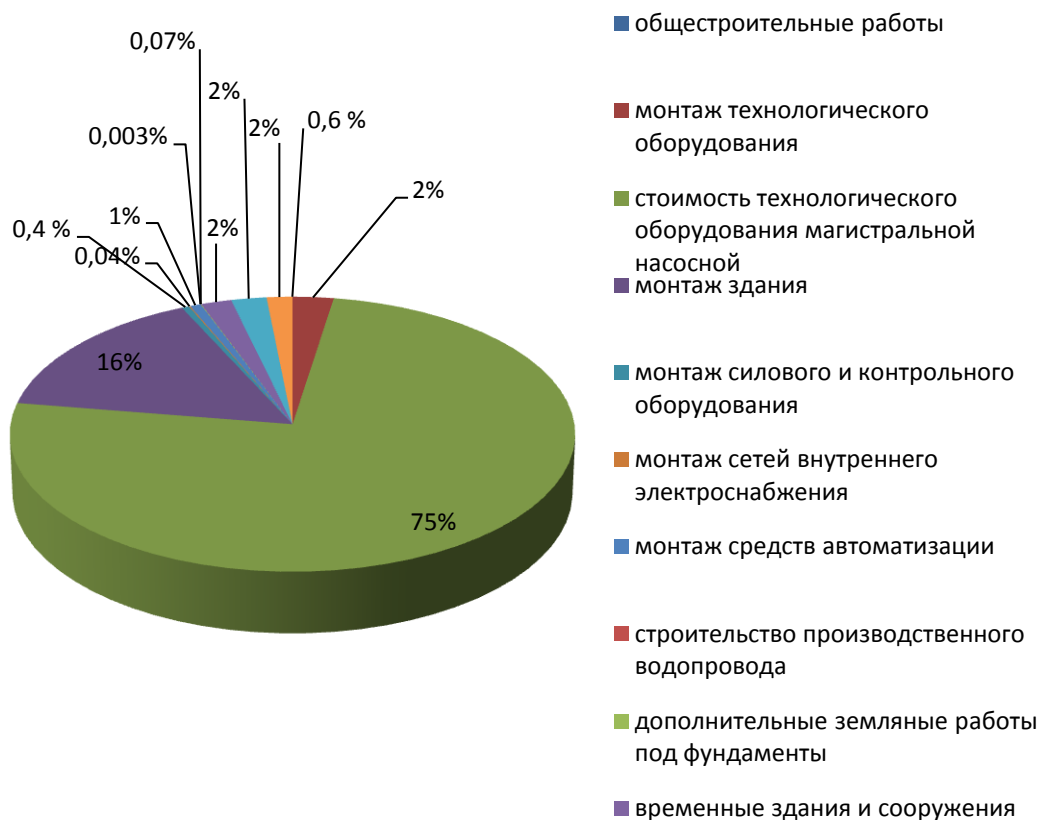


Рисунок 7 – Единовременные затраты на строительство и монтаж головной магистральной насосной

12.2 Расчет годовых эксплуатационных затрат

12.2.1 Расчет амортизационных отчислений

Затраты на амортизацию рассчитываются линейным методом, исходя из первоначальной стоимости объекта основных средств и срока эксплуатации.

Для расчета амортизационных отчислений необходимо помнить, что к амортизируемому имуществу относятся основные средства со сроком службы более 12 месяцев и стоимостью более 40 000 руб. По остальным основным средствам амортизация не начисляется, они в полном объеме списываются на издержки производства.

Сумма амортизационных отчислений по каждому виду основных средств за год рассчитывается по формуле:

$$AO = C_{oc} \cdot H_A / 100, \quad (45)$$

где C_{oc} – первоначальная стоимость основного средства, руб.;

H_A – годовая норма амортизационных отчислений, %.

$$H_A = 100 / \text{Срок службы в годах} \quad (46)$$

Данные сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет годовых амортизационных отчислений технологического оборудования насосной станции

Виды основных средств	Кол-во, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
Центробежный магистральный насос НМ 2500-230	4	33708442,37	5	20	31820769,6
Подпорный насос НПВ 2500-80	4	2006797	5	20	1605437,966
Фильтры СДЖ-700-1.6-1-2	4	578474	10	10	341300

Окончание таблицы 12

Виды основных средств	Кол-во, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
Электродвигатель типа 4АРМП 2000/6000	4	1999741	7	14,29	1142709,143
Электродвигатель типа ВАОВ – 630-2У4	4	1777966	7	14,29	1016285,365
Шаровый кран с электроприводом 11с67п (КЗШС) Ру40 для Ду200	4	172 027	5	20	137621,6
Шаровый кран с электроприводом 11с67п (КЗШС)	28	1 709 187	5	20	9571447,2
Сильфонный компенсатор КСО2 400-10-160	18	48563	5	20	174826,8
Итого		42001197,83			45810397,674
Не амортизируемые основные средства (стоимостью менее 40 тыс. руб.)					
в том числе					
Технологические части трубопроводов с КИП и А, регулирующая и запорная арматура, радиальные вентиляторы и прочее		69698950			
Итого		69698950			69698950
Всего		111700147			115509347,674

12.2.2 Расчет затрат на оплату труда

Проведем расчет затрат на оплату труда при эксплуатации насосной.

Заработная плата за месяц работника состоит из оклада по тарифу, северной надбавки 50 %, северного коэффициента 1,6.

Сведем данные в Таблицу 13

Таблица 13 – Расчет фонда оплаты труда при эксплуатации головной магистральной насосной на АО «Ространс»

Категория персонала	Кол-во	Заработная плата (месячная), руб.	Районный коэффициент (месячный), руб.	Северная надбавка (месячная), руб.	Итого за год, руб.
Инженерно-технические работники (ИТР)	4	30000	18000	15000	3024000
Рабочие	8	15500	9300	7750	3124800
Итого	12				6148800

Расчет месячной заработной платы производится по формуле:

$$ФОТ = ЗП + ЗП_{сн} + ЗП_{рк}, \quad (47)$$

где $ЗП$ – месячная заработная плата;

$ЗП_{рк}$ – районный коэффициент (60 % от $ЗП$);

$ЗП_{сн}$ – северная надбавка (50 % от $ЗП$).

ИТР: $ФОТ = 30000 + 18000 + 15000 = 63000$ руб.

Итого за год = $63000 \times 12 \times 4 = 3024000$ руб.

Рабочие: $ФОТ = 15500 + 9300 + 7750 = 32550$ руб.

Итого за год = $32550 \times 12 \times 8 = 3124800$ руб.

12.2.3 Расчет страховых взносов

Ставка для расчета налога составляет 30 %, в которые входят:

22 % – в пенсионный фонд;

2,9 % – в фонд социального страхования;

5,1 % – в фонд обязательного медицинского страхования.

Рассчитаем страховые взносы по формуле:

$$CB = 61448800 \cdot \frac{30}{100} = 1844640 \text{ руб.}$$

Из страховых взносов в пенсионный фонд поступит:

$$CB_{ПФ} = 61448800 \cdot \frac{22}{100} = 1352736 \text{ руб.}$$

Из страховых взносов в фонд социального страхования поступит:

$$CB_{ФСС} = 61448800 \cdot \frac{2,9}{100} = 178315,2 \text{ руб.}$$

Из страховых взносов в фонд обязательного медицинского страхования поступит:

$$CB_{ФОМС} = 61448800 \cdot \frac{5,1}{100} = 313588,8 \text{ руб.}$$

Распределение страховых взносов представлено в таблице 14.

Таблица 14 – Распределение страховых взносов по внебюджетным фондам

Наименование статьи	Сумма, руб.
Пенсионный фонд	1352736
Фонд социального страхования	178315,2
Фонд обязательного медицинского страхования	313588,8
Итого	1844640

12.2.4 Расчет взносов на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

База для расчета взноса – фонд заработной платы.

Ставка взноса зависит от класса профессионального риска предприятия.

Вид деятельности предприятия – транспортирование по трубопроводам нефти и нефтепродуктов. В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 6 ноября 2011 г. N 300-ФЗ «Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний», ставка взноса 0,2 %.

$$СНПС = ФОТ \cdot \frac{0,2}{100}, \quad (48)$$

$$СНПС = 6148800 \cdot \frac{0,2}{100} = 12297,6 \text{ руб.}$$

12.2.5 Расчет платы за электроэнергию

Плата за электроэнергию определяется по формуле:

$$P_{э/э} = T_{э/э} \cdot Q, \quad (49)$$

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

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

Q – среднее потребление электроэнергии в год.

В соответствии с Федеральным законом от 14.04.1995 № 41-ФЗ «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации», Федеральным законом от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», постановлением Правительства Российской Федерации от 26.02.2004 № 109 «О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации», Положением о Региональной энергетической комиссии Волгоградской области, утвержденным постановлением Правительства Волгоградской области от 08.12.2008 № 216-п, решением правления Региональной энергетической комиссии Волгоградской области от 20.12.2016, одноставочный тариф на электроэнергию диапазона напряжения СН-II принимаем 2,26 руб./кВт·ч.

Тариф действуют с 1 июля 2016 года.

Наиболее электро-потребляемым оборудованием являются электродвигатели магистральных и подпорных насосных агрегатов. Также необходимо учитывать, что постоянно в работе будут находиться 3 магистральных насосных и 3 подпорных насосных агрегата (1 МНА и 1 ПНА находятся в резерве). Расчетные данные сведем в таблицу 15.

Таблица 15 – Расчет мощности, потребляемой электрооборудованием насосной станции в год

Наименование потребителя	Кол-во	Потребляемая мощность одной единицей, кВт	Общее потребление электроэнергии, кВт	Плата, руб.
Электродвигатель типа 4АРМП 2000/6000	4	2000	23520000	32585313,6
Электродвигатель типа ВАОВ – 630-2У4	4	800	108360000	150125194,8
Итого:				182710508,4

Рассчитываем потребление электроэнергии по формуле:

$$Q = KЧГ \cdot P \cdot KE, \quad (50)$$

где $KЧ$ – количество часов работы в год, (8400 ч.);

P – потребляемая мощность;

KE – количество единиц.

Для электродвигателей типа 4АРМП 2000/6000:

$$Q = 8400 \cdot 700 \cdot 4 = 23520000 \text{ кВт.}$$

Для электродвигателей типа ВАОВ – 630-2У4:

$$Q = 8400 \cdot 4300 \cdot 3 = 108360000 \text{ кВт.}$$

12.2.6 Расчет прочих расходов и затрат

Прочие расходы составляют порядка 10 % от фонда оплаты труда.

$$C_{np.} = \Phi OT \cdot \frac{10}{100}, \quad (51)$$

$$C_{np.} = 6148800 \cdot \frac{10}{100} = 614880 \text{ руб.}$$

Все эксплуатационные затраты сведем в таблицу 16.

Таблица 16 – Затраты на эксплуатацию головной магистральной насосной станции на АО «Ространс» за 1 год

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
Амортизационные отчисления	115509,347
Оплата труда	6148,8
Страховые взносы	1844,6
Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	12,3
Плата за электроэнергию	182710,5
Прочие расходы и затраты	614,9
Итого	1346424,58

Таким образом, в экономической части дипломного проекта произведен расчет единовременных затрат на строительство и монтаж головной магистральной насосной станции на АО «Ространс», а также расчет затрат на эксплуатацию станции за 1 год. Единовременные затраты на строительство и монтаж насосной составляют – 562450,591 тыс. руб., эксплуатационные затраты за 1 год составят – 1346424,68 тыс. руб.

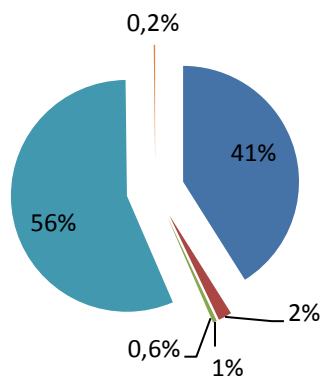
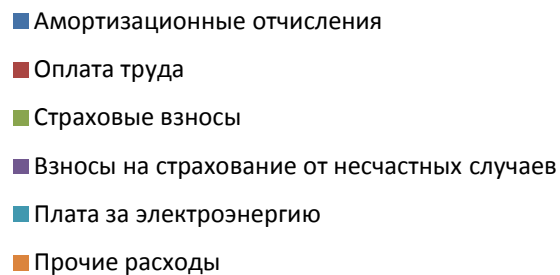


Рисунок 19 – Затраты на эксплуатацию головной магистральной насосной станции за 1 год

13 Безопасность жизнедеятельности

В настоящее время самым экономически целесообразным видом транспорта является трубопроводный.

Однако при нарушении правил техники безопасности нефтепровод может стать источником техногенных аварий, приводящих к загрязнению окружающей среды, пожарам, разрушениям, гибели людей, значительным материальным потерям.

Проблема своевременного и достоверного прогнозирования, предупреждения и ликвидации последствий ЧС на трубопроводном транспорте является актуальной.

13.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Рабочим местом трубопроводчика линейного является открытая площадка линейной части нефтепровода, где происходит выполнение монтажных и восстановительных работ с использованием сварки; ревизия и ремонт задвижек и кранов; демонтаж и установка контрольно-измерительных приборов; продувка и опрессовка участков нефтепровода и монтажных узлов, монтаж переходов, захлестов и катушек, а также другие виды работ.

При обслуживании линейной части нефтепровода трубопроводчик может быть подвержен воздействию следующих опасных и вредных факторов:

- повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов (ожоги);
- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны (обморожение, солнечные и тепловые удары);
- повышенный уровень напряжения в электрической цепи;
- повышенный уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах;
- пожаро- и взрывоопасность;
- токсичное воздействие на организм человека (токсичные пары и газы).

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

Основными аварийными и чрезвычайными ситуациями являются пожар, взрыв, токсический выброс, а также утечка продукта через разрывы, свищи, трещины и другие повреждения оборудования.

Причинами аварийных ситуаций чаще всего являются:

- наружная и внутренняя коррозия;
- механические повреждения;
- производственный дефект труб;
- брак сварки.

13.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проектируемый объект располагается на севере. Работы выполняются на открытом воздухе круглый год в дневное время суток, независимо от температурного режима и осадков.

Климат местности достаточно суров. Зима длинная морозная с сильными ветрами и высокой влажностью, длится около 8 месяцев, абсолютная минимальная температура воздуха холодного периода года достигает $-57\text{ }^{\circ}\text{C}$. Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее холодного месяца 74 %. Лето короткое и прохладное. Абсолютная максимальная температура воздуха, $+32\text{ }^{\circ}\text{C}$, средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца 70 %. Из-за многолетней мерзлоты почва перенасыщена влагой, поэтому там много озер и болот. Среднегодовая температура воздуха $-9,4\text{ }^{\circ}\text{C}$ [1].

13.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования

Таблица 17 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

№ п/п	Код фактора	Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДК, ПДУ, допустимый уровень	Дата проведенного измерения	Фактический уровень производственного фактора	Величина отклонения	Класс условий труда, степень вредности и опасности	Продолжительность воздействия
1	5.00	Тяжесть трудового процесса		11.04.14		-	3.1	1
2	5.00	Напряженность трудового процесса		11.04.14		-	2	1
3	4.50	Шум, дБА	80	11.04.14	87	-	3.2	1
4	4.62	Температура, С°	20	11.04.14	22,4	-	2	1
5	4.64	Влажность, %	35	11.04.14	43	-	2	1
6	4.63	Скорость движения воздуха, м/с	0.1	11.04.14	0,1	-	2	1
7	4.68	Освещенность, лк	300	11.04.14	160	2	2	0.5
8	4.67	КЕО, %	0.6	11.04.14	1,3	-	2	0,5
9	4.66	ТНС, С	21	11.04.14	17,8	-	2	0.8
10	4.65	Тепловое излучение, Вт/см ²	140	11.04.14	1272	-	3.1	0.8
11	2.00	Вредные химические вещества в воздухе рабочей зоны, мг/м ³ Стирол	2	11.04.14	0.1	7	2	

13.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

13.4.1 Искусственное освещение

Правильно выполненное освещение цеха по техническому обслуживанию, эксплуатации и ремонту трубопроводов способствует

повышению эффективности и безопасности слесарных работ, снижает травматизм и утомляемость, сохраняет высокую работоспособность.

Для того чтобы не допустить повышения уровня травматизма, рассеянности, низкой продуктивности работы и несоответствием освещения рабочих мест, необходимо рассчитать систему освещения в помещении цеха ЦТОЭиРТ.

13.4.2 Расчет искусственного освещения

Расчет системы освещения цеха должен соответствовать санитарным нормам и должен быть выполнен в соответствии с СанПиН 2.4.2.2821 – 10 «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям и организации обучения в общеобразовательных учреждениях».

Искусственное освещение подразделяют на комбинированное, местное и общее.

При расчете искусственного освещения в производственных помещениях применяются разные методы. Наиболее распространенным и простым являются метод светового потока.

Согласно СанПиН 2.4.2.2821 – 10 уровень освещения должен соответствовать нормам: 300-500лк. Для расчета берём минимальный уровень освещения $E_n = 300$ лк.

В помещении цеха установлено 9 светильников типа ЛДР (2x40 Вт). Длина 1,24 м, ширина 0,27 м, высота 0,10 м. Тип ламп ЛБ40, мощностью 40 Вт. Количество ламп 18 штук.

Люминесцентные лампы более экономичны, чем лампы накаливания, дают свет близкий по спектру дневному, в 4-5 раз долговечнее ламп накаливания, яркость не превышает гигиенического уровня.

Световой поток, Φ который должна излучать каждая электрическая или газоразрядная лампа (при заданном количестве ламп), рассматривают по формуле (51)

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{N \cdot \eta}, \quad (52)$$

где E_n – нормируемая минимальная освещённость, лк;

S – площадь освещаемого помещения, м²;

K_z – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (по
СниП 23-05 – 95 «Естественное и искусственное освещение» $K_z = 1,4$);

Z – коэффициент минимальной освещенности ($Z = 1,1$);

N – число ламп в помещении;

η – коэффициент использования светового потока.

Световой поток Φ выбранной лампы (ЛБ-40) равен (2480 лм).

Отсюда количество ламп в помещении равно:

$$N = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{\Phi \cdot \eta} \quad (53)$$

Количество ламп (ЛБ-40) в помещении цеха равно 18.

Коэффициент использования светового потока η выбирают по
следующим данным:

- коэффициент отражения побеленного потолка $\rho_n = 70 \%$;

- коэффициент отражения от стен, окрашенных в светлую краску
 $\rho_c = 50 \%$;

- коэффициент отражения от пола, покрытого линолеумом темного
цвета $\rho_p = 10 \%$;

- индекс помещения находим по формуле:

$$I = \frac{S}{h(a+b)} = \frac{48}{2,8 \cdot 14} = 1,22 \quad (54)$$

где S – площадь помещения м^2 ;
 h – высота подвеса светильника м ;
 a – длина помещения м ;
 b – ширина помещения м .

Коэффициенты отражения ограждающих поверхностей определяются согласно СНИП II-Л.4 – 62.

Высоту подвеса светильника рассчитываем по формуле:

$$h_n = H - (h_{кр} + h_p) = 3,3 - 0,1 - 0,8 = 2,6 \text{ м} \quad (55)$$

где H – высота помещения, м ;
 $h_{кр}$ – расстояние от потолка до нижней кромки светильника, м ;
 h_p – высота рабочей поверхности от пола, м .

Определяем количество ламп в помещении:

$$N = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{\Phi \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 48 \cdot 1,4 \cdot 1,1}{2480 \cdot 0,49} = 18,24 \text{ шт.} \quad (56)$$

Расстояние от крайних светильников до стены определяется по формуле:

$$l = 0,3 - 0,5L \quad (56)$$

где L – расстояние между соседними светильниками, м ;
 l – расстояние от крайних светильников до стены, м .

$$l_a = 0,5 \cdot L_a = 0,7 \text{ м};$$

$$l_b = 0,5 \cdot L_b = 0,36 \text{ м.}$$

Светильники типа ЛДР с люминесцентными лампами ЛБ-40 в помещении цеха установлены рядами, три светильника в ряд с отдельным включением линий светильников. Общий световой поток светильника ЛДР (2x40 Вт) равен 4960 лм.

В рабочих помещениях следует применять систему общего освещения. Светильники с люминесцентными лампами располагаются параллельно светонесущей стене на расстоянии 1,2 м от наружной стены и на расстоянии 1,5 м от внутренней.

13.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности

Пожары на объектах МН являются, как правило, следствием аварий, которые могут произойти по различным причинам, таким как коррозионные повреждения, дефекты труб и сварных швов, нарушение правил эксплуатации, внешние воздействия и др. Так же причинами пожаров могут являться несоблюдение правил пожарной безопасности, курение в неположенном месте.

Нефть относится к ЛВЖ категории пожаровзрывоопасных веществ, температура самовоспламенения нефтей от 222 до 256 °С. В таблице 7 для нефти и ее составляющих приведены значения нижнего и верхнего концентрационного предела (НКПР и ВКПР) и предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК) [18].

13.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Для исключения аварийных ситуаций на МН используют различные средства и новые технологии.

Для гашения колебаний давления, вибрации и гидроударов применяют стабилизаторы давления. Для проверки состояния трубопроводов, их элементов и деталей, назначают периодические ревизии, проводят гидравлические испытания на прочность давлением воды. Специальные лаборатории дефектоскопии и анализа металлов проводят ультразвуковой контроль толщины стенки труб и деталей трубопровода, контроль состояния сварных швов (визуальный, магнитографический, радиографический метод), рентгеноконтроль, капиллярный контроль [22].

В результате возможных чрезвычайных ситуаций на МН могут возникнуть следующие поражающие факторы:

- механическое воздействие вследствие разлета осколков, зона действия поражающего фактора 30 м;
- термическое воздействие при пожаре прилива, зона действия 140 м;
- воздействие ударной волны при взрыве, зона действия 5 м [23].

Для защиты персонала на случай ЧС все работники обеспечиваются индивидуальными и медицинскими средствами защиты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проделав данную работу, была спроектирована головная нефтеперекачивающая станция на участке магистрально нефтепровода «Загорье – Солнечный», а также предложена наиболее экономически выгодная конструкция и компоновка магистрального насосного цеха.

Для достижения поставленных задач были произведены расчеты по подбору нефтеперекачивающего оборудования, выбор схемы перекачки, подбор оборудования для магистрального насосного цеха. Проведена оценка экономической эффективности проекта и его безопасности жизнедеятельности.

С помощью экономических расчетов было доказано, что возведение и монтаж насосного цеха с совмещенной компоновкой магистрального насоса и электропривода, является наименее затратным для АО «Ространс».

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

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В данной выпускной квалификационной работе применены следующие сокращения:

ГНПС – промежуточная нефтеперекачивающая станция

МН – магистральный нефтепровод

НМ – магистральный насос

КИП – контрольно измерительный прибор

НА – насосный агрегат

НС – насосная станция

ППР – планово – предупредительный ремонт

ФОТ – фонд оплаты труда

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Официальный сайт ОАО «АК» Транснефть» [Электронный ресурс]: Деятельность. – Москва, – Режим доступа: <http://transneftproduct.transneft.ru/about/deyatelnost.html>.

2 Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учеб. пособие для ВУЗов спец. «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» / П. И. Тугунов, В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658с.

3 Земенков, Ю. Д. Технологические нефтепроводы нефтебаз / Ю. Д. Земенков, Н. А. Малюшин, Л. М. Маркова, А. Е. Лоцинин // Государственный комитет российской федерации по высшему образованию. Тюменский индустриальный институт. Справочное издание. Тюмень-1994 г. – 61с.

4 Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций: Учебник для ВУЗов. / А. М. Шаммазов, В. Н. Александров, А. И. Гольянов, Г. Е. Коробков, Б. Н. Мастобаев – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 404 с.

5 Иванов, В. Г. Центробежные насосы средней быстроходности: учебное пособие/ В.Г. Иванов. – Красноярск: КГТУ, 1999. – 208 с.

6 ОТТ-75.180.00-КТН-177 – 10 «Арматура регулирующая для магистральных нефтепроводов. Общие технические требования». Введ. 03.09.14. – Нижний Новгород : ЗАО ГК «Русское Снабжение». – 32 с.

7 РД 75.180.00-КТН-198 – 09 «Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов». – Введ. 10.09.2010. – Москва : ОАО «Институт по проектированию магистральных трубопроводов». – 6с.

8 Строительство производственных зданий [Электронный ресурс] : журн. о проектировании и строительстве зданий и сооружений. – Электрон. журн. – Москва, 2009. – Режим доступа: <http://mod-b.ru/promzd/>.

9 Уралметаллургмонтаж [Электронный ресурс] : строительномонтажная компания. – Электрон. журн. – Ижевск, 2014. – Режим доступа: <http://www.uralmm.ru/>.

10 Шадрина И. В. Эффективность, экономика сервисных услуг и основы предпринимательства. Составление бизнес-плана АЗС : методические указания/И. В. Шадрина ; Сиб. федер. ун-т, Ин-т упр. бизнес-процессами и экономики. – 2009. – 24с.

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

12 Р 2.2.1766 – 03 «Руководство, по оценке профессионального риска для здоровья работников. Организационно-методические основы, принципы и критерии оценки». – Введ. 24.06.03. – Москва : Минздрав России, 2003. – 22с.

13 ГОСТ 15150 – 69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды». – Введ. 01.01.1971. – Москва : Стандартиформ, 1971. – 57 с.

14 Travel Association [Электронный ресурс] : туристическая ассоциация. – Электрон. журн. – 2005. – Режим доступа: <http://trasa.ru/>.

15 ГОСТ 12.2.003 – 91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности». – Введ. 01.01.1992. – Москва : Стандартиформ, 1992. – 9 с.

16 СП 2.2.1.1312 – 03 «Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий». – Введ. 25.06.2003 – Москва : Стандартинформ, 2003. – 21 с.

17 СНиП 23-05 – 95 «Естественное и искусственное освещение». – Введ. 01.01.1992. – Москва : Стандартинформ, 1995. – 83 с.

18 Трудовой кодекс Российской Федерации. В ст.221 [Электронный ресурс] : федер. закон от 12.02.2002 №12-ФЗ. Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

19 РД 34.21.122 – 87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений». – Введ. 12.10.1987. – Москва : Главтехуправление минэнерго СССР, 1987. – 38с.

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

21 РД 153-39ТН-008 – 96 «Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций». – Введ. 01.01.97. – Уфа : АК «Транснефть», 1997. – 116 с.

22 ГОСТ 12.1.005 – 88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». – Взамен ГОСТ 12.1.005-76 : введ. 29.09.1988. – Министерство здравоохранения СССР, 1988. – 71 с.

23 ГОСТ 12.4.115 – 82 «ССБТ. Средства индивидуальной защиты работающих. Общие требования к маркировке». – Введ. 01.01.83. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1983. – 3 с.

24 ГОСТ 28507 – 90 «Обувь специальная кожаная для защиты от механических воздействий. Общие технические условия». – Введ. 01.07.1991. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 1991. – 11 с.

25 ГОСТ 12.4.010 – 75 «ССБТ. Средства индивидуальной защиты. Рукавицы специальные. Технические условия». – Введ. 01.07.1976. – Москва : Госстрой СССР, 1976. – 9 с.

26 СП 12.13.130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и установок по взрывопожарной и пожарной опасности. Актуализированная редакция СП 12.13130.2009». – Введ. 25.03.2009. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009. – 31с.

27 ГОСТ Р 51858.2002 «Нефть. Общие технические условия». – Введ. 01.07.2002. – Москва : Стандартиформ, 2002. – 18 с.

28 Электродвигатель-НК [Электронный ресурс] : – Электрон. журн. – Новокузнецк, 2006. – Режим доступа: /www.el-dvigatel.ru/vaov.

29 ГОСТ Р 51330.9 – 99 «Электрооборудование взрывозащищенное. Классификация взрывоопасных зон». – Введ. 09.12.1999. – Москва, 1999. – 39с.

30 ППБ 01 – 03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. – Введ. 18.06.2003. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2003. – 86с.

31 РД 153-39.4-056 – 00 «Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов». – Введ. 01.01.2001. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2003. – 150с.

32 СанПиН 2.2.3.1384 – 03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ». – Введ. 30.03.1999. – Москва : Минздрав России, 1999. – 127с.

33 Большая энциклопедия нефти газа [Электронный ресурс]: Периодичность – осмотр. – Москва. – Режим доступа: <http://www.ngpedia.ru/id254222p2.html>.

34 ГОСТ 17.2.3.02 «Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями». – Введ. 01.01.1980. – Москва, 1980. – 9с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Компоновка насосного цеха на головной нефтеперекачивающей станции



Рисунок А.1 – Насосный цех с совмещенной компоновкой насоса магистрального и электропривода



Рисунок А.2 – Электродвигатель 4АРМП 2000/6000 для НМ 2500-230

Окончание приложения А



Рисунок А.3 – Электродвигатель ВАОВ – 630-2У4 для НПВ 2500-230