

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

« 14 » 06 2017г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

23.03.03 «Эксплуатация транспортно – технологических машин и комплексов»

«Проект головной нефтеперекачивающей станции на отводе от магистрального нефтепровода до нефтеперерабатывающего завода»

Руководитель

13.06.17
к.т.н., доцент  О.Н. Петров

Выпускник

10.06.17  Н.Ю. Бабкин

Красноярск 2017

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме: «Проект головной нефтеперекачивающей станции на отводе от магистрального нефтепровода до нефтеперерабатывающего завода».

Консультанты по
разделам:

Экономическая часть

6.06.17. 

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности 2.06.17



Д.А. Едимичев

Нормоконтролер

О.Н. Петров

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Проект головной нефтеперекачивающей станции» содержит 84 страницы текстового документа, 30 использованных источников, 6 листов графического материала.

ОБОРУДОВАНИЕ НПС, МАГИСТРАЛЬНЫЙ НЕФТЕПРОВОД, НПС БЕСПЕРЕБОЙНОЙ РАБОТЫ, НАПОР, РАСХОД, ОБРАТНЫЙ КЛАПАН.

Объект проектирования: НПС-1 на нефтепроводе-отводе «ТС ВСТО – Комсомольский НПЗ».

В настоящей бакалаврской работе приведены расчеты определения часовой пропускной способности; произведен подбор основного насосного оборудования, перерасчет характеристик насоса с воды на нефть, определение максимального давления, определение мощности потребляемая насосами, определение электроэнергии потребляемая насосами, определение объемов резервуарного парка НПС, произведен подбор вспомогательного оборудования составление Генерального плана и Технологической схемы НПС.

В результате была спроектирована НПС-1 на нефтепроводе-отводе «ТС ВСТО – Комсомольский НПЗ», а также предложена конструкция по усовершенствованию НПС с резервуарным парком, создание ее бесперебойной работы при поломке резервуарного парка.

Найденные технические решения защищены патентами и обоснованы моими техническими расчетами.

Предоставленный мною проект является выгодным и рекомендован для реализации.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Техничко-экономические обоснования проекта	8
2 Общие сведения о компании ООО «Транснефть Дальний Восток».....	10
3 Расчет основного оборудования НПС	11
3.1 Определение часовой пропускной способности.....	11
3.2 Подбор основного оборудования	11
3.3 Определение рабочего давления	14
3.4 Перерасчет характеристик насоса с воды на нефть.....	15
3.5 Определение мощности потребляемой насосами.....	16
3.6 Расчет электроэнергии за расчетный период	17
3.7 Определение объема резервуарного парка.....	18
4 Патентно-информационный обзор	19
5 Конструкции и компоновка насосного цеха	25
6 Генеральный план НПС.....	26
7 Технологическая схема НПС	27
8 Вспомогательные системы насосного цеха.....	30
8.1 Система разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений	31
8.2 Система смазки и охлаждения подшипников	33
8.3 Система откачки утечек от торцевых уплотнений	36
8.4 Средства контроля и защиты насосного агрегата	37
8.5 Система подачи и подготовки сжатого воздуха	38
9 Система предохранительных клапанов	39
10 Резервуарные парки нефтеперекачивающих станций.....	40
11 Общестроительные работы на перекачивающих станциях	41

12 Экономическая часть	45
12.1 Расчет единовременных затрат на реализацию проекта	45
12.1.1 Расчет сметной стоимости строительства	45
12.1.2 Расчет затрат на оплату труда и страховых взносов на строительство головной станции.....	55
12.2 Расчет годовых эксплуатационных затрат	58
12.2.1 Расчет амортизационных отчислений.....	58
12.2.2 Расчет затрат оплату труда на эксплуатацию головной станции	61
12.2.3 Расчет страховых взносов	62
12.2.4 Расчет взносов на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	63
12.2.5 Расчет платы за электроэнергию	64
12.2.6 Расчет прочих расходов и затрат.....	65
13 Безопасность жизнедеятельности.....	67
13.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	68
13.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ	69
13.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования.....	70
13.4 Обеспечение безопасности технологического процесса	71
13.4.1 Искусственное освещение.....	71
13.4.2 Расчет искусственного освещения	72
13.4.3 Производственный шум	75
13.4.4 Воздухообмен	75
13.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности	76
13.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях	77

Заключение.....	79
Список сокращений	80
Список использованных источников	81

ВВЕДЕНИЕ

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

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

Аварии, случающиеся на магистральном нефтепроводе (МН), приводят к отказам, которые полностью или частично приводят к прекращению перекачки, нарушают работу нефтеперерабатывающих заводов и нефтебаз.

Для того чтоб подстраховаться и обеспечивать дальнейшую перекачку создаются различные резервные оборудования, которые можно использовать взамен или вместо основного.

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

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

В данной работе рассмотрен способ улучшения НПС с резервуарным парком, осуществление ее дальнейшей работы даже при поломке всего резервуарного парка. Применимый в проекте НПС-1 на нефтепроводе-отводе «ТС ВСТО – Комсомольский НПЗ».

Цель настоящей выпускной квалификационной работы является проектирование промежуточной НПС-1 бесперебойной работы в составе нефтепровода-отвода «ТС ВСТО – Комсомольский НПЗ», которая будет

обеспечивать дальнейшую перекачку нефти.

Задачи дипломной работы:

- изучить сведения о проектируемом объекте;
- изучить характеристику района строительства;
- определить часовую пропускную способность трубопровода;
- подобрать основное оборудование в соответствии с пропускной способностью;
- предоставить проект НПС-1.

1 Технико-экономические обоснования проекта

Система магистральных нефтепроводов самый экономически выгодный и надежный транспорт, при значительно не больших вложениях обеспечивается своевременная и бесперебойная поставка нефти. Строительство нового нефтепровода-отвода «ТС ВСТО – Комсомольский НПЗ» компанией «Транснефть» позволит снизить временные и финансовые затраты по доставке сырья на потребителя, и совершить подключение действующего НПЗ к системе магистральных трубопроводов.

Кроме того создание проекта позволит Хабаровскому краю развить социально-экономический эффект на этапе сооружения трубопровода: привлечение подрядных организаций и новые рабочие места. Также на этапе эксплуатации нефтепровода-отвода в регионе будут создаваться новые рабочие места – формирование новых рабочих бригад по обслуживанию линейной части и нефтеперекачивающих станций.

Нефтепровод-отвод позволит компании «Транснефть» поставлять нефть от «ТС ВСТО» до «Комсомольского НПЗ», который в свою очередь будет обеспечивать Хабаровский край нефтепродуктами, производимыми на нем.

В качестве проектируемого объекта в рамках выпускной квалификационной работы выбрана головная нефтеперекачивающая станция участка «ТС ВСТО – Комсомольский НПЗ»

Выполнить проект НПС-1, подобрать основное насосное оборудование, определить количество насосных агрегатов (НА), определить объем резервуарного парка, имея следующие данные:

- 1) плановое задание на перекачку $G_r = 8 \text{ млн. т/год}$;
- 2) длина технологического участка МН $L_{MH} = 293 \text{ км}$;
- 3) свойства перекачиваемой жидкости:
 - плотность $\rho_p = 852 \text{ кг/м}^3$;
 - кинематическая вязкость $\nu_p = 0,25 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$.

2 Общие сведения о компании ООО «Транснефть Дальний Восток»

Цель проекта трубопроводной системы «Восточная Сибирь – Тихий океан» – обеспечение транспортировки нефти месторождений Тихоокеанского региона через порт «Козьмино» и в Китайскую Народную Республику.

Система «ВСТО» технологически соединена с магистральными нефтепроводами «Транснефти» и создает единую сеть, обеспечивающую оперативное распределение потоков нефти по территории России. С целью обеспечения увеличения поставок нефти на российские НПЗ и на экспорт предусматривается дальнейшее развитие мощности ВСТО (строительство новых НПС).

Основные направления деятельности [1]:

- эксплуатация и техническое обслуживание объектов нефтепроводного транспорта;
- транспортировка нефти по магистральным трубопроводам;
- хранение нефти;
- капитальный и текущий ремонт оборудования, зданий и сооружений, в том числе объектов социальной инфраструктуры;
- ведение ремонтных и аварийно-восстановительных работ на объектах нефтепроводного транспорта;
- монтаж оборудования и пуско-наладочные работы на объектах нефтепроводного транспорта;
- участие в решении задач научно-технического прогресса в трубопроводном транспорте, внедрение новых видов технологий, материалов высокого качества;
- взаимодействие по вопросам транспортировки нефти с нефтедобывающими и нефтетранспортными предприятиями Российской Федерации, а также иностранных государств, в том числе на основе межправительственных соглашений.

3 Расчет основного оборудования НПС

3.1 Определение часовой пропускной способности

Расчетную часовую пропускную способность нефтепровода найдем по формуле

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

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

$N_{р}$ – 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	
	до 820 (включительно)	свыше 820
до 250	357	355
250 – 500	356/355	353/351
500 – 700	354/352	351/349
свыше 700	352/350	349/350

Определяем пропускную часовую способность по формуле (1)

$$Q_{ч} = \frac{8 \cdot 1,07 \cdot 10^9}{24 \cdot 356 \cdot 852} = 1175,9 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

3.2 Подбор основного оборудования

В соответствии с найденной расчетной часовой пропускной способностью нефтепровода осуществляем подбор основного насосного

оборудования: магистральные насосы (НМ), НМ 1250-260; насосы подпорные вертикальные (НПВ), НПВ 1250-60.

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 (см. таблицу 3);

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

Q – подача насоса, м³/ч.

Таблица 2 – Техническая характеристика спиральному насосу 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, %		
НМ 1250-260	1250	260	3000	20	80	СТДП1250-2 УХЛ 4 СТДП1600-2 УХЛ 4	1250 1600

Таблица 3 – Справочные данные по спиральному насосу типа НМ

Типоразмер насоса	Ротор	Коэффициенты в формуле (2)			Параметры насоса, мм		
		H_0 , м	a , ч/м ²	$10^6 \cdot b$, ч ² /м ⁵	D_{BX}	D_2	n_s
НМ 1250-260	0.7	216,4	-	40,9	353	418	62

Окончание таблицы 3 – Справочные данные по спиральному насосу типа НМ

Типоразмер насоса	Ротор	Коэффициенты в формуле (2)			Параметры насоса, мм		
		$H_0, м$	$a, ч/м^2$	$10^6 \cdot b, ч^2/м^5$	D_{BX}	D_2	n_s
НМ 1250-260	1	316,8	-	41,9	353	460	71
		289,8	-	34,8	353	418	77
		271,0	-	43,9	353	395	89
	1,25	327,4	-	25,0	353	450	79

Из таблицы 3, для насоса НМ 1250-260 $H_0 = 271 м$, $a = 0 ч/м^2$, $b = 43,9 \cdot 10^{-6} ч^2/м^5$.

Таблица 4 – Техническая характеристика подпорного насоса НПВ

Типоразмер насоса	Насос					Электродвигатель	
	Номинальный режим					Тип	Мощность, кВт
	Подача, $м^3/ч$	Напор, $м$	Частота вращ., $об/мин$	Доп. кавит. запас, $м$	Кпд, %		
НПВ 1250-60	1250	60	1500	2,2	76	ВАОВ500М-4У1	400

Таблица 5 – Справочные данные по подпорному насосу типа НПВ

Типоразмер насоса	Ротор	Коэффициенты в формуле (2)			Параметры насоса, мм		
		$H_0, м$	$a, ч/м^2$	$10^6 \cdot b, ч^2/м^5$	D_{BX}	D_2	n_s
НПВ 1250-60	1	74,8	-	9,5	408	525	106
		69,2	-	10,6	408	500	116
		59,9	-	8,9	800	475	127

Из таблицы 5, для насоса НПВ 1250-60 $H_0 = 271$ м, $a = 0$ ч/м²,
 $b = 8,9 \cdot 10^{-6}$ ч²/м⁵.

Определим напор насосов по формуле (2)

$$H_{HM} = 271 - 43,9 \cdot 10^{-6} \cdot 1175,9^2 = 210,29 \text{ м},$$

$$H_{НПВ} = 59,9 - 8,9 \cdot 10^{-6} \cdot 1175,9^2 = 47,59 \text{ м}.$$

3.3 Определение рабочего давления

Обычно число последовательно включенных магистральных насосов 3, поэтому на данном этапе зададим количество магистральных насосов $m_n = 3$. Зная количество насосов, по напорным характеристикам насосов определим рабочее давление [2]

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

где ρ_p – то же, что и в формуле (1);

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

m_{HM} – число последовательно включенных магистральных насосов;

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

$$P = 852 \cdot 9,81 \cdot (47,59 + 3 \cdot 210,29) \cdot 10^{-6} = 5,67 \cdot 10^6 \text{ Па}.$$

Найденная величина P должна быть меньше допустимого давления $P_{доп}$, определяемого из условия прочности запорной арматуры, если условие $P \leq P_{доп}$ не выполняется, то необходимо либо уменьшить число

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

3.4 Перерасчет характеристик насоса с воды на нефть

Для перекачки нефти и нефтепродуктов в основном используются магистральные насосы. Их характеристики приводятся в специальных каталогах. В каталогах приводятся характеристики снятые на воде. Для перекачки нефти нефтепродуктов нужен перерасчет характеристик насосов с воды на нефть.

Параметр, характеризующий течение жидкости в колесе это число Рейнольдса

$$Re_n = \frac{n \cdot D_2^2}{\nu_p}, \quad (4)$$

где n – число оборотов ротора насоса выбирается из таблицы 2 (об/мин);

D_2 – диаметр рабочего колеса выбирается из таблицы 4;

ν_p – кинематическая вязкость.

$$Re_n = \frac{3000 \cdot 0,395^2}{0,00025 \cdot 60} = 31205.$$

Пересчет характеристик с воды на нефть нужен в том случае, когда величина Re_n не превышает величину переходного числа Рейнольдса Re_n , вычисляемого по формуле

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

где n_s – коэффициент быстроходности насоса, выбирается из таблицы 4.

$$Re_n = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 89^{-0,305} = 80264.$$

Найденная величина Re_n больше величины Re_n , значит перерасчет характеристик с воды на нефть, не нужен.

3.5 Определение мощности потребляемой насосами

Мощность, потребляемая насосами, рассчитывается по формуле

$$N_{II} = \frac{Q_p \cdot h \cdot \rho_p}{367 \cdot \eta}, \quad (6)$$

где N_{II} – мощность потребляемая насосами, кВт;

Q_p – пропускная способность проектная, м³/ч;

h – расчетный напор насоса, м;

ρ_p – тоже что и в формуле (1);

η – коэффициент полезного действия насоса (см. таблицу 2 и 4)

При перекачке нефти на ГНПС в работе находятся один подпорный насос и три магистральных насоса. Определяем общую мощность потребляемую насосами на ГНПС

$$N_{II} = \frac{3 \cdot 1175,9 \cdot 210,29 \cdot 852}{367 \cdot 0,8} + \frac{1 \cdot 1175,9 \cdot 47,59 \cdot 852}{367 \cdot 0,76} = 1174,8 \text{ кВт.}$$

3.6 Расчет электроэнергии за расчетный период

Расход электроэнергии за расчетный период на перекачку нефти и нефтепродуктов определяется по формуле [3]

$$N_G = \frac{G \sum H \cdot 1,03}{367 \cdot \eta_H \cdot \eta_{\text{Э}}} + N_B, \quad (7)$$

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

$\sum H$ – расчётный суммарный напор агрегатов, м;

η_H – значение КПД с учётом пересчета на вязкость;

$\eta_{\text{Э}}$ – значение КПД электродвигателей основных насосов;

N_G – расход электроэнергии на собственные нужды НПС и вспомогательные установки площадки НПС, $\text{кВт}\cdot\text{ч}/\text{год}$.

Расход электроэнергии на собственные нужды НПС приведен в таблице 6.

Таблица 6 – Расход электроэнергии на собственные нужды на одну НПС

Подача НПС, $\text{м}^3/\text{ч}$	Расход электроэнергии $10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{год}$	
	ГНПС	ПНПС
До 1250	2460	1950

$$N_G = \frac{8 \cdot 10^6 \cdot 3 \cdot 210,29 \cdot 1,03}{367 \cdot 0,8 \cdot 0,95} + \frac{8 \cdot 10^6 \cdot 1 \cdot 47,59 \cdot 1,03}{367 \cdot 0,76 \cdot 0,95} + 2460000 =$$
$$= 22577415,1 \text{ кВт}\cdot\text{ч} / \text{год}.$$

3.7 Определение объема резервуарного парка

Объем резервуарного парка нефтеперекачивающей станции при перекачке одного вида нефти или нефтепродукта согласно [3] определяется по формуле

$$V_{PII} = \frac{T_{ПС}}{\eta_p} \cdot q_{СУТ} = \frac{T_{ПС} \cdot G \cdot 10^9}{\eta_p \cdot 350 \cdot \rho_p}, \quad (8)$$

где $T_{ПС}$ – требуемый запас времени работы участка трубопровода (зависит от типа насосной станции с емкостью и определяется по таблице 7), сут;

η_p – коэффициент использования полезной емкости резервуара по отношению к строительному номиналу, определяется по таблице 8;

$q_{СУТ}$ – суточная производительность трубопровода, $м^3/сут$;

G – расчетный объем перекачки, млн. $т/год$;

ρ_p – тоже что и в формуле (1).

Таблица 7 – Значение требуемого запаса времени работы участка трубопровода

Тип насосной станции	Нефтепровод	Нефтепродуктопровод
Головная НПС	2,0-3,0	2,0-3,0

Таблица 8 – Значение коэффициента использования полезной емкости резервуара

Тип резервуара	Для нефтепровода согласно РД 153-39.4-113-01	Для нефтепродуктопровода согласно СО 03-04-АКТНП-014-2004
РВС-1000 с понтоном	-	0,7
РВС-1000 без понтона	-	0,83
РВС-3000 с понтоном	-	0,65
РВС-3000 без понтона	-	0,81

Окончание таблицы 8 – Значение коэффициента использования полезной емкости резервуара

Тип резервуара	Для нефтепровода согласно РД 153-39.4-113-01	Для нефтепродуктопровода согласно СО 03-04-АКТНП-014-2004
РВС-5000 с понтоном	0,76	0,7
РВС-5000 без понтона	0,79	0,84
РВС-10000 с понтоном	0,76	0,74
РВС-10000 без понтона	0,79	0,85
РВС-20000 с понтоном	0,79	0,74
РВС-20000 без понтона	0,82	0,85
Вертикальный стальной 50-100 тыс.м ³ с понтоном	0,79	-
Вертикальный стальной 20-100 тыс.м ³ с плавающей крышей	0,83	-
Железобетонный заглубленный 10-30 тыс.м ³ (существующие)	0,79	-

$$V_{PI} = \frac{2,35 \cdot 8 \cdot 10^9}{0,79 \cdot 350 \cdot 852} = 79803,69 \approx 80000 \text{ м}^3$$

4 Патентно-информационный обзор

№ 2597274. Нефтеперекачивающая станция бесперебойной работы [4]

Изобретение относится к нефтепроводному оборудованию, а именно к нефтеперекачивающим станциям магистральных нефтепроводов, имеющим в своем составе резервуарные парки.

Известна типовая технологическая схема нефтеперекачивающей станции, которая содержит следующие основные элементы:

- магистральная насосная станция (основные насосы);

- подпорная насосная станция (подпорные насосы);
- соединение трубопроводных коммуникаций (обвязка);
- резервуарный парк;
- технологическое оборудование (узел фильтров-уловителей, узел регулирования давления, резервуар аварийного сброса);
- предохранительные клапаны (два клапанных узла);
- технологические задвижки (задвижки и затворы).

По совокупности признаков и достигаемому техническому результату данная схема нефтеперекачивающей станции является наиболее близкой к заявляемому изобретению и выбрана в качестве прототипа.

Существующая типовая технологическая схема нефтеперекачивающей станции предусматривает отдельную работу участков магистрального нефтепровода до и после нефтеперекачивающей станции. При этом в соответствии с нормативными требованиями при возникновении аварийной ситуации в резервуарном парке предусмотрено его отключение от технологических трубопроводов на входе НПС только после остановки перекачки на участке до НПС.

Это требование обусловлено необходимостью исключения превышения допустимого рабочего давления линейной части МН и допустимого давления технологических трубопроводов и оборудования НПС. Данное требование обуславливает следующие нежелательные последствия (недостатки):

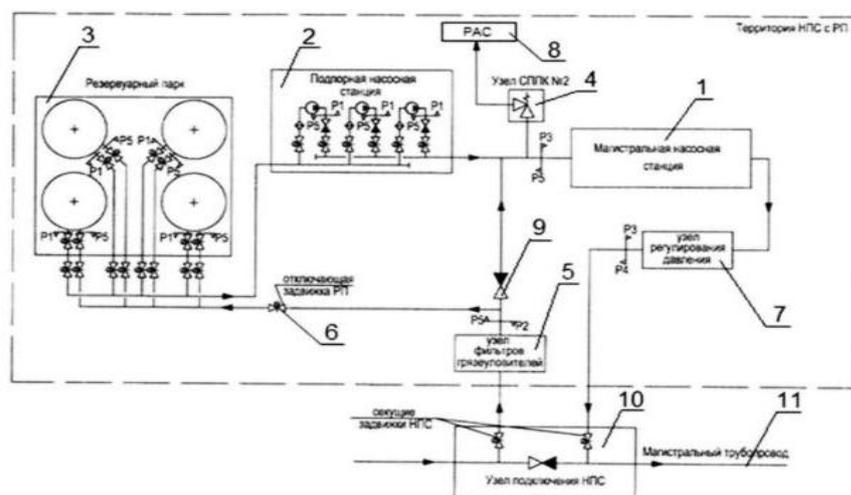
- необходимость отключения резервуарного парка приводит к остановке перекачки на предыдущем участке магистрального нефтепровода;
- поступление нефти в резервуарный парк в аварийной ситуации продолжается в течение времени остановки предыдущего участка магистрального нефтепровода. При этом, если аварийная ситуация связана с пожаром в резервуаре, то подпитка горящего резервуара нефтью из магистрального нефтепровода будет продолжаться в течение времени его остановки и закрытия задвижек резервуара.

Задачей заявляемого изобретения является обеспечение непрерывности перекачки нефти при возникновении аварийной ситуации в резервуарном парке нефтеперекачивающей станции.

Технический результат заключается в обеспечении бесперебойности работы и повышении безопасности нефтеперекачивающей станции за счет переключения обратным клапаном потока перекачиваемой нефти, поступающего от магистрального нефтепровода, на вход магистральной насосной станции при отключении резервуарного парка.

Кроме того, трубопроводы, соединяющие узел фильтров-грязеуловителей с отключающей задвижкой и обратным клапаном (ОК), и трубопровод, соединяющий обратный клапан с магистральной насосной станцией, выполнены рассчитанными на номинальное давление 2,5 МПа.

Заявленное изобретение поясняется рисунком 1, на котором изображена технологическая схема нефтеперекачивающей станции бесперебойной работы.



- 1 – магистральная насосная станция, 2 – подпорная насосная станция; 3 – резервуарный парк; 4 – узел сбросных пружинных предохранительных клапанов; 5 – узел фильтров-грязеуловителей; 6 – отключающая задвижка; 7 – узел регулирования давления; 8 – резервуар аварийного сброса; 9 – обратный клапан; 10 – узел подключения; 11 – магистральный нефтепровод

Рисунок 1 – Технологическая схема НПС бесперебойной работы

Предлагаемая технологическая схема нефтеперекачивающей станции бесперебойной работы в отличие от типовой предусматривает оборудование переключки с ОК 9 для соединения технологического трубопровода на входе НПС (после узла фильтров-грязеуловителей 5) и трубопровода на входе магистральной насосной станции 1. Для этого устанавливают трубопроводы, соединяющие узел фильтров-грязеуловителей 5 с отключающей задвижкой 6 и ОК 9, и трубопровод, соединяющий ОК 9 с магистральной насосной станцией 1, которые рассчитаны на номинальное давление 2,5 МПа.

В результате выход узла фильтров-грязеуловителей 5 соединен через обратный клапан 9 с входом магистральной насосной станции 1, узел сбросных пружинных предохранительных клапанов (СППК) 4, выход которого подключен к резервуару аварийного сброса 8, расположен на трубопроводе, соединяющем выход подпорной насосной станции 2 с входом магистральной насосной станции 1, после точки присоединения выхода ОК 9. Вход отключающей задвижки 6 при этом соединен с выходом узла фильтров-грязеуловителей 5 и входом ОК 9.

В нефтеперекачивающей станции бесперебойной работы необходим только один узел СППК 4 (в существующих типовых нефтеперекачивающих станциях применяются два узла с трубопроводами сброса от данных узлов в резервуар аварийного сброса), размещенный на трубопроводе, соединяющем выход подпорной насосной станции 2 с входом магистральной насосной станции 1, после точки присоединения выхода ОК 9.

Указанные технические нововведения кроме решения основной задачи – обеспечения непрерывности перекачки нефти при возникновении аварийной ситуации в резервуарном парке нефтеперекачивающей станции, дают дополнительное преимущество, а именно: с учетом более высокого давления срабатывания узла СППК 4 (до 2,5 МПа) по сравнению с исключенным узлом СППК (до 1,6 МПа) уменьшается производительность сброса, что приводит к сокращению требуемой емкости резервуара аварийного сброса 8.

Заявленное устройство работает следующим образом.

При возникновении аварийной ситуации в резервуарном парке 3 производят его незамедлительное отключение от узла фильтров-грязеуловителей 5 путем закрытия отключающей задвижки 6 без остановки перекачки. После закрытия отключающей задвижки 6 и отключения резервуарного парка 3 возрастает давление на входе ОК 9, который автоматически открывается, и поток нефти направляется по перемычке на вход магистральной насосной станции 1, осуществляющей перекачку на следующем участке магистрального нефтепровода 11.

Рост давления на входе магистральной насосной станции 1 (и соответственно, на выходе подпорной насосной станции 2) за счет потока нефти из магистрального нефтепровода 11 происходит до значения, соответствующего напорной характеристике подпорного насоса подпорной насосной станции 2 при нулевой подаче. По достижении данного давления подпорная насосная станция 2 отключается. После отключения подпорных насосных агрегатов подпорной насосной станции 2 давление на входе магистральной насосной станции 1 (и следовательно, на выходе подпорной насосной станции 2) снизится до значения, поддерживаемого автоматической системой регулирования давления узла регулирования давления 7, подключенного к выходу магистральной насосной станции 1.

Нефтеперекачивающая станция, выполненная по предлагаемой принципиальной технологической схеме, обеспечивает возможность незамедлительного отключения резервуарного парка 3 отключающей задвижкой 6 при возникновении в нем аварийной ситуации без остановки перекачки на предыдущем технологическом участке магистрального трубопровода.

При этом происходит автоматический перевод потока нефти, поступающей из узла фильтров-грязеуловителей 5, напрямую на вход в магистральную насосную станцию 1, осуществляющую перекачку на следующем технологическом участке магистрального трубопровода.

При отключении резервуарного парка 3 и переходе НПС на режим работы «из насоса в насос» (то есть при подключении потока нефти непосредственно на вход магистральной насосной станции 1), являющемся штатным переходом, необходимо учитывать возможность аварийного отключения магистральной насосной станции 1 (например, при внезапном отключении энергоснабжения). При этом магистральный нефтепровод 11 перейдет на режим работы «минуя НПС» через ОК, установленный в узле подключения 10.

Данный режим является нештатным (аварийным) и характеризуется ростом «проходящего» давления на входе НПС. В этих условиях защита по давлению технологических трубопроводов НПС и линейной части магистрального нефтепровода 11 обеспечивается с помощью узла СППК 4, установленного на трубопроводе, соединяющем выход подпорной насосной станции 2 с входом магистральной насосной станции 1, после точки присоединения выхода ОК 9.

Узел СППК 4 ограничивает давление на приеме НПС до 2,5 МПа. При этом эпюра допустимого рабочего давления линейной части участка магистрального нефтепровода 10 до входа в рассматриваемой НПС должна удовлетворять эпюре максимальных давлений, построенной с учетом максимального давления на выходе предыдущей НПС (на чертеже не показана) технологического участка и максимального давления 2,5 МПа, ограниченного с помощью узла СППК 4 рассматриваемой НПС. При остановке магистральной насосной станции 1 должна формироваться команда на отключение предыдущего технологического участка магистрального нефтепровода 11.

Преимущества устройства, выполненного по предлагаемой технологической схеме:

- обеспечивается возможность незамедлительного отключения резервуарного парка задвижкой при возникновении в нем аварийной ситуации без остановки перекачки на предыдущем участке. При этом

сокращается объем продукта, поступающего в резервуарный парк при аварийной ситуации, тем самым повышается безопасность работы МН;

- исключается строительство одного из двух узлов СППК с трубопроводами сброса от данного узла;

- сокращается требуемая емкость резервуара аварийного сброса.

Изобретение обеспечивает непрерывность перекачки нефти при возникновении аварийной ситуации в резервуарном парке нефтеперекачивающей станции.

Достигнута бесперебойность работы и повышение безопасности нефтеперекачивающей станции за счет переключения обратным клапаном потока перекачиваемой нефти, поступающего от магистрального нефтепровода, на вход магистральной насосной станции при отключении резервуарного парка [4].

5 Конструкция и компоновка насосного цеха

Основное насосное оборудование НПС и его вспомогательное оборудование располагается в насосном цехе. Надежная работа основного и вспомогательного оборудования при минимальных размерах насосного цеха – это основное требование при компоновке насосного цеха. Ремонт основного и вспомогательного оборудования в насосном цехе проводится без остановки перекачки. Обслуживающему персоналу должны быть созданы нормальные санитарно-гигиенические условия. Постройка насосного цеха осуществляется из прочных и огнеупорных материалов (бетон, кирпич). Размеры здания насосного цеха зависят от размеров основного и вспомогательного оборудования, а также от их конструктивных особенностей.

При расчете фундамента основываются на данных динамических и статических нагрузок. Статические нагрузки составляет вес оборудования.

Основные помещения насосного цеха: насосный зал, зал электродвигателей. Их оборудуют грузоподъемными механизмами –

мостовыми кранами. Грузоподъемность крана определяется максимальным весом установленного оборудования. Конструкцию здания насосного цеха выбирают в зависимости от климатических условий и наличия строительных материалов.

Насосные агрегаты связывают трубопроводами-отводами изогнутой формы, которые соединяют их приемные и напорные патрубки через общий коллектор наружной установки. Трубопроводы укладывают в грунте и присоединяют к насосам сваркой. В общем укрытии прокладывают трубопроводные коммуникации вспомогательных систем, а также сооружают площадки для обслуживания оборудования с соответствующими ограждениями и лестницами. При проходе трубопроводов через разделительную стенку используют специальные герметизирующие сальники [5].

6 Генеральный план НПС

Генеральный план представляет собой комплексное решение планировки расположения различных объектов на территории НПС. При правильном расположении объектов снизятся затраты на эксплуатацию, повысится безопасность объекта.

В генеральном плане содержится размещение всех зданий и различных сооружений, инженерных сетей и транспортных коммуникаций в соответствии с действующими нормами проектирования.

Площадка под НПС выбирается в соответствии с проектом планировки и застройки района строительства. Площадка должна быть вблизи к уже имеющимся транспортным коммуникациям.

Требования, предъявляемые к площадке под НПС:

- рельеф должен быть пологим с выраженным уклоном для обеспечения стека поверхностных вод, и обеспечение благоприятной работы самотечной канализации;

- грунты на площадке строительства должны иметь хорошую несущую способность, строение всех зданий и сооружений должно по возможности быть без создания искусственного основания;

- грунт на площадке должен быть сухим, с низким уровнем грунтовых вод, под площадки для строительства нельзя применять заболоченные, оползневые участки, участки вблизи зоны санитарной охраны источника водоснабжения.

Относительно населенных пунктов площадку под НПС располагают ниже по течению рек.

При размещении НПС вблизи рек или различных водоемов следует учитывать расчетный горизонт высоких вод, при планировке площадки отметки планировки территории применяют выше 0,5 м расчетного горизонта сточных вод.

Выбор площадки должен предусматривать возможное расширение.

При разработке предусматривают унификацию генерального плана с разбиванием территории станции на две зоны: производственную и служебно-вспомогательную. В зоне производственного характера находится основное оборудование и объекты, которые связаны с перекачкой нефти (насосный цех, резервуарные парки), а в служебно-вспомогательной зоне находятся сооружения и объекты обслуживающие НПС (склады, административно-хозяйственный блок, боксы пожаротушения) [5].

7 Технологическая схема НПС

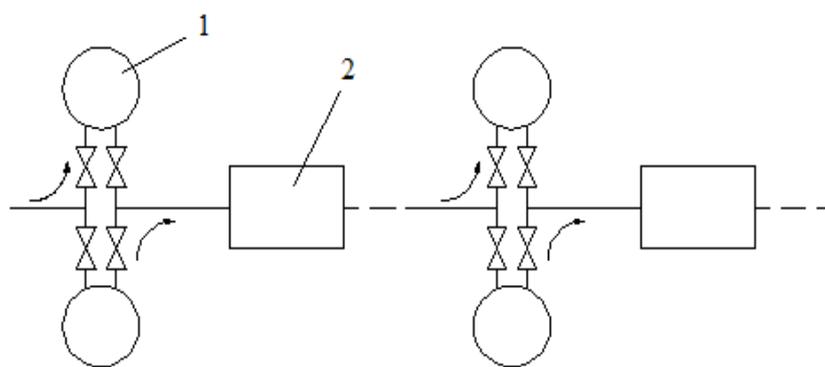
Технологическая схема НПС – это принципиальная схема внутрисканционных коммуникаций, в которой показаны все необходимые производственные операции по перекачке нефти или нефтепродукта. Схема представляет из себя безмасштабный рисунок, на котором представлены трубопроводные коммуникации с оборудованием, благодаря которому

осуществляются операции по приему, перекачки, внутриванционным перекачкам.

На технологической схеме изображаются все гидравлические устройства и все гидравлические связи между ними, необходимые для осуществления технологического процесса.

Система перекачки нефти и нефтепродукта на НПС зависит от типа схема соединения насосов и резервуаров. Различают четыре типа систем: постанционную, из насоса в насос, с подключенным резервуаром, через резервуар.

Для постанционной системы перекачки характерны ГНПС. При этой системе нефть поступает в один из резервуаров, а в это же время откачка нефти осуществляется из другого резервуара. Это система перекачки сопровождается значительными потерями нефти или нефтепродукта при «больших дыханиях», но при этой системе возможен порезервуарный учет нефти.



1 – резервуар, 2 – насосный цех

Рисунок 2 – Постанционная система перекачки нефти

При системе перекачки с «подключенным резервуаром» основное количество нефти проходит мимо резервуара. Уровень нефти в резервуаре практически не меняются, если только имеется различие расхода на предыдущем и последующем перегонах между станциями. Уменьшаются

потери от «больших дыханий» чем в системе постанционной перекачки, но все равно потери велики.

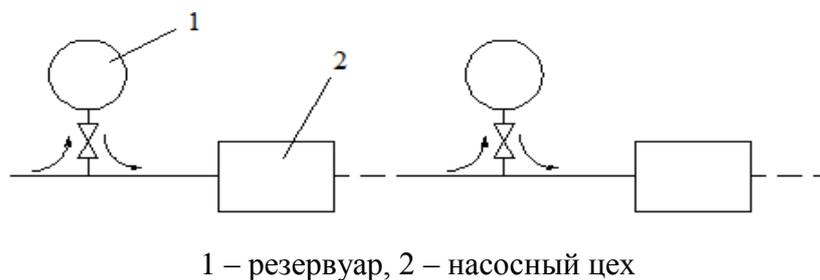


Рисунок 3 – Система перекачки «с подключенным резервуаром»

При системе перекачки «через резервуар» нефть закачивается в резервуар и в это же время из него и откачивается в магистральный трубопровод. Обеспечивается «мягкая» перекачка, так как в резервуаре обеспечивается гашение волн давления. Постоянный приток и откачка нефти из резервуара приводит к большому испарению легких фракций.

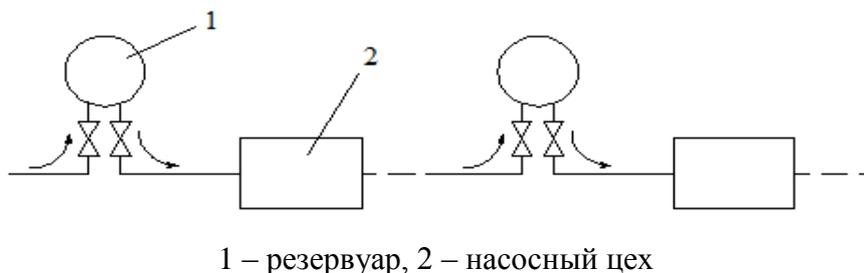


Рисунок 4 – Система перекачки «через резервуар»

Система перекачки «из насоса в насос» применяется на промежуточных станциях с резервуарным парком так и без него. При такой системе перекачки резервуары отключают от МН и используют только для закачки нефти или нефтепродукта при авариях. Связи с тем, что резервуары отключены, уменьшаются потери от испарений. Подпорные насосы не нужны, используют подпор от предыдущей станции. Нужна полная синхронизация работы

перегонов в пределах эксплуатационного участка. На данный момент самая распространенная система перекачки.



Рисунок 5 – Система перекачки «из насоса в насос»

Основное направление движения нефти на головной НПС имеет вид: узел фильтров-грязеуловителей, узел предохранительных устройств, узел учета, резервуарный парк, подпорные насосы, магистральные насосы, узел регуляторов давления, магистральный трубопровод [5].

На проектируемом объекте выбрана постанционная система перекачки так как, нефтеперекачивающая станция является головной, также предусмотрен режим перекачки «из насоса в насос».

8 Вспомогательные системы насосного цеха

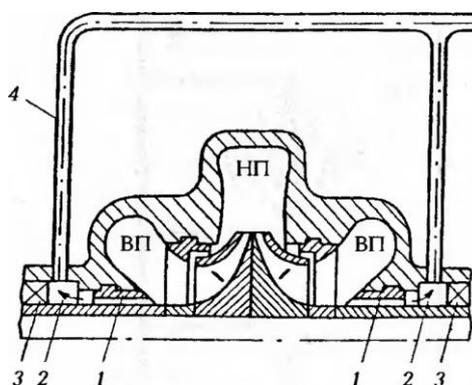
Для обеспечения нормальной эксплуатации магистральных насосов с заданными параметрами необходимо функционирование следующих вспомогательных систем:

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

8.1 Система разгрузки и охлаждения торцевых уплотнений

Устройства, уплотняющие выход вала насоса из корпуса как в процессе работы, так и при остановках агрегатов, находятся под воздействием динамического или статического напора. В основных насосах, перекачивающих нефть или нефтепродукты, величина напора в камерах уплотнений колеблется от двух – трех десятков до 700 ... 800 м.

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 4 в соответствии с рисунком 6 в зону пониженного давления.



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

Рисунок 6 – Традиционная система разгрузки и охлаждения концевых уплотнений вала насоса

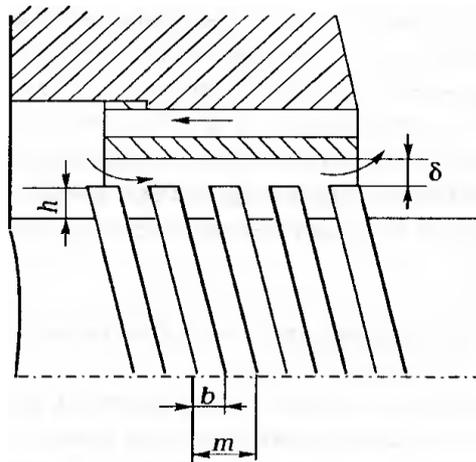
Обычно жидкость из линии разгрузки подают либо в резервуар сбора утечек, либо в коллектор насосной станции со стороны всасывания. Наличие постоянной циркуляции жидкости из полости всасывания насоса через щелевые

уплотнения 1 и полость камеры 2 торцевого уплотнения 3 обеспечивает не только снижение напора в камерах уплотнений, но и охлаждение деталей торцевого уплотнения. Отсутствие такой циркуляции контактных колец торцевого уплотнения может привести к нарушению режима работы торцевого уплотнения и даже к аварии.

Технологическая схема обвязки насосных агрегатов промежуточной насосной станции и системы разгрузки уплотнений вала при последовательном соединении основных насосов. Эта система получила название групповой и основным недостатком является снижение к.п.д. установки из-за значительной величины перетока жидкости по линии разгрузки. Переток жидкости зависит от количества работающих насосов, развиваемых насосами напоров, состояния щелевых уплотнений и достигает нескольких десятков кубических метров в час.

С появлением торцевых уплотнений, обеспечивающих необходимую надежность работы насосного агрегата, при напорах в камере уплотнений до 500 ... 800 м стало возможным от групповой системы разгрузки отказаться, а охлаждение торцевых уплотнений обеспечить путем создания циркуляции жидкости из полости нагнетаний насоса в полость всасывания насоса. Такая схема получила название индивидуальной системы охлаждения торцевых уплотнений.

В настоящее время в насосах, перекачивающих нефть, нашла применение импеллерная система охлаждения торцевых уплотнений. Вместо обычных щелевых уплотнений устанавливают втулку с винтовой нарезкой, которая при вращении вместе с валом насоса создает динамический напор, действующий в сторону, противоположную местоположению камеры уплотнения в соответствии с рисунком 7.



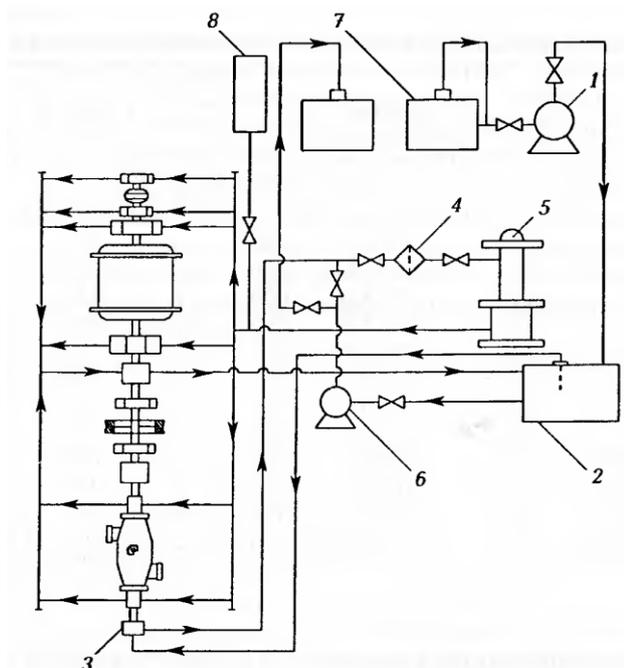
m, h – шаг и глубина нарезки; b – ширина выступов; a – угол наклона винтовой линии

Рисунок 7 – Винтовой импеллер

Импеллер устанавливают вместо щелевого уплотнения в промежутке между камерой торцевого уплотнения и полостью всасывания насоса. Число заходов нарезки не влияет на создаваемое импеллером давление, а подача возрастает пропорционально числу заходов нарезок [5].

8.2 Система смазки и охлаждения подшипников

Основное насосно-силовое оборудование перекачивающих станций имеет принудительную систему смазки в соответствии с рисунком 9. С помощью шестеренчатого насоса 1 заполняют маслом бак 2. Основной насос 3 подает масло через фильтры 4 и маслоохладитель 5 в маслопроводы, соединенные с узлами, требующими смазки (подшипниками), откуда масло возвращается в бак 2. Отработавшее масло, насосом 6 перекачивается в емкость 7. Аккумулирующий бак 8 предназначен для подачи масла при аварийных ситуациях, например, при остановке насосов в случае отключения электроэнергии.



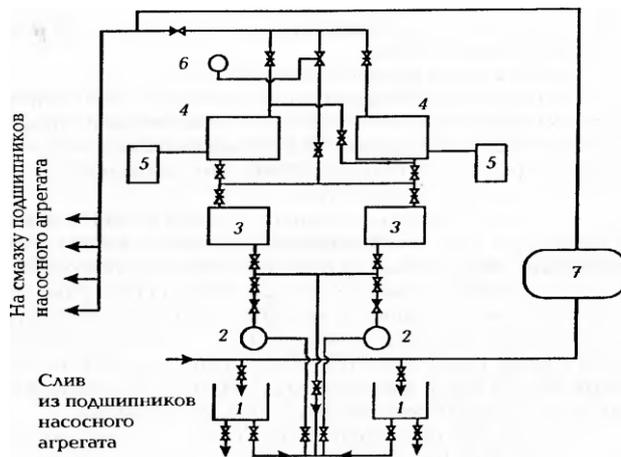
1, 6 – насос шестеренчатый; 2 – бак; 3 – основной насос; 4 – фильтр; 5 – маслоохладитель;
7 – емкость; 8 – аккумулярующий бак

Рисунок 8 – Принципиальная схема системы смазки насосно-силовых агрегатов
НПС

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

На рисунке 9 показана схема системы маслоснабжения с охлаждением масла воздухом.

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



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

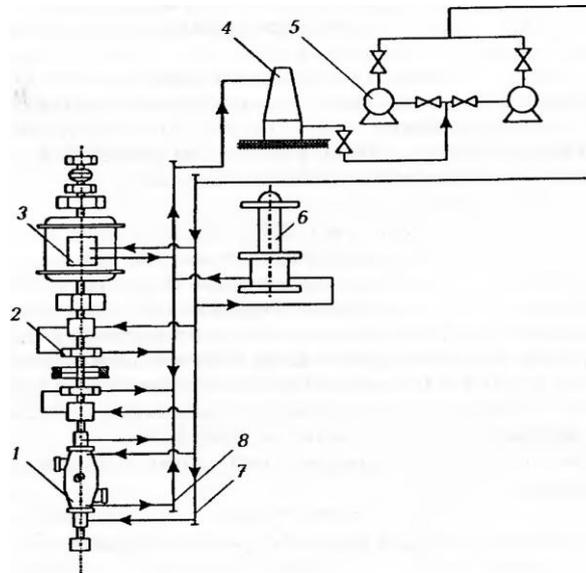
Рисунок 9 – Схема маслоустановки с воздушным охлаждением масла

Из баков 1 масло рабочим насосом 2 подают через фильтры 3 и воздушные маслоохладители 4 по маслопроводам к узлам трения, а отработанное масло самотеком по линии слива поступает в маслобаки 1. Воздух в маслоохладитель подают центробежным нагнетателем 5. Обдувая трубный пучок, воздух охлаждает движущееся по трубкам масло. Температуру охлаждения масла контролируют и регулируют терморегулятором 6. Для обеспечения насосного агрегата смазкой во время аварийного отключения электроэнергии предусматривают маслбак 7 на высоте не менее 3 м от оси насосных агрегатов.

Для смазки трущихся частей насосных агрегатов применяют минеральные масла, которые не должны содержать воду и механические примеси.

.Система охлаждения представлена на рисунке 10. Охлаждение уплотнений и подшипников основных насосов 1, подшипников промежуточного вала 2, маслоохладителя 6, подшипников и воздухоохладителя электродвигателя 3 осуществляется холодной водой, подаваемой из градирни 4 водяными насосами 5 в нагнетательную линию 7. Отработавшая (нагревшаяся) вода по линии 8 поступает в градирню для охлаждения. Для системы

охлаждения используют преимущественно консольные одноступенчатые насосы, а также вихревые самовсасывающие насосы типов ЦВС, ВСМ [5].

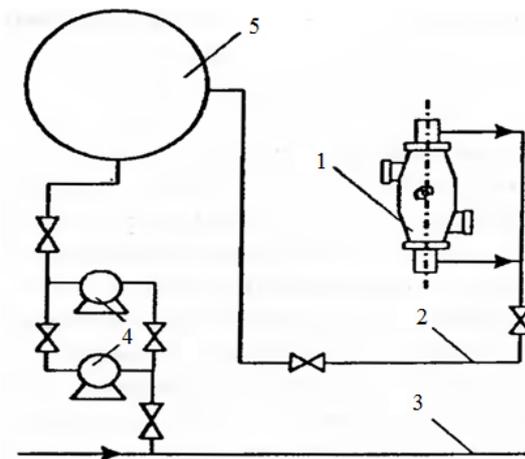


1 – основной насос; 2 – промежуточный вал; 3 – электродвигатель; 4 – градирня; 5 – водяные насосы; 6 – маслоохладители; 7 – нагнетательная линия; 8 – всасывающая линия

Рисунок 10 – Принципиальная схема системы охлаждения насосно-силовых агрегатов

8.3 Система откачки утечек от торцевых уплотнений

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. Величина этих утечек незначительна, а при использовании уплотнений торцевого типа она сведена практически к нулю.



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

Рисунок 11 – Схема сбора утечек

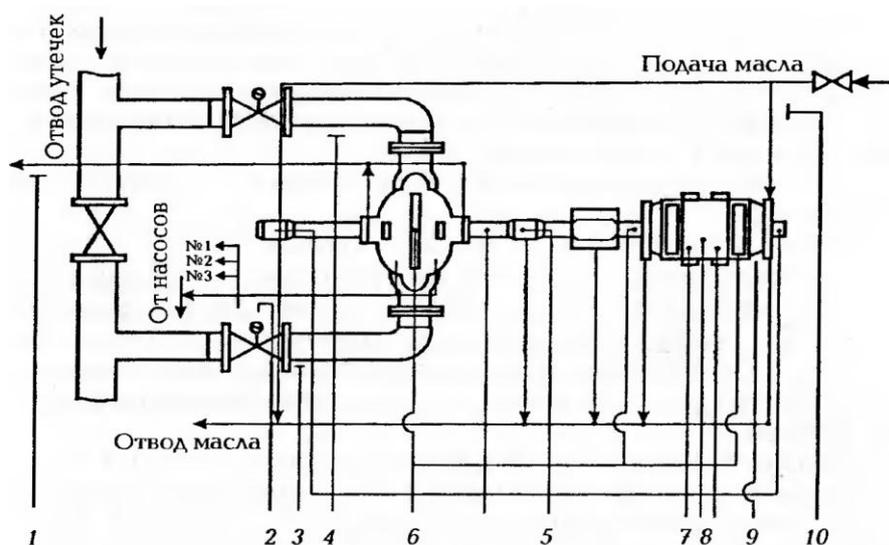
Большой объем утечек (до $40 \text{ м}^3/\text{ч}$ с одного насосного агрегата) происходит через линии разгрузки концевых уплотнений. Утечки из линии разгрузки 2 насоса 1 в соответствии с рисунком 13 поступают на прием подпорных насосов или в резервуары утечек 5. Периодически из резервуара утечек нефть или нефтепродукт закачивают насосами 4 во всасывающую линию 3 магистрального трубопровода.

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

8.4 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.

Работа оборудования на высоких скоростях требует бесперебойной подачи смазки и эффективной системы теплового контроля, в соответствии с рисунком 12, узлов с трущимися деталями (подшипников и уплотнений вала насоса, подшипников электродвигателя), а также корпусов насоса и электродвигателя, входящего и выходящего из электродвигателя воздуха [5].



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

Рисунок 12 – Схема измерений и автоматической защиты основного насосного агрегата

8.5 Система подачи и подготовки сжатого воздуха

Предназначается для питания пневмоприводов, устройств контрольно-измерительных приборов (КИП) и автоматики. Она является составной частью компрессорной. Очистка воздуха осуществляется на специальных фильтрах, осушка – на автоматической установке (типа УОВБ-5). Воздух, забираемый компрессорами снаружи блок-бокса, перед осушкой должен быть охлажден в теплообменниках до температуры + 30 °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 систем автоматики [5].

9 Система предохранительных клапанов

Система предохранительных клапанов предназначена для защиты нефтяных трубопроводов от возникающих чрезмерных крутых волн давления при отключении агрегатов насосных станций магистральных трубопроводов. Часть потока нефти сбрасывается в отводящий трубопровод, который ведет в специальную безнапорную емкость.

Каждый СППК состоит из корпуса с нижним входным и верхним выходным фланцем. Внутри корпуса клапана имеется золотник. Седло клапана перекрывается золотником под действием пружины. Пружина клапана сменная и выбирается в зависимости от рабочего давления.

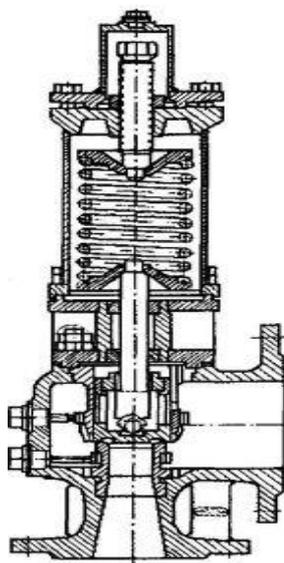


Рисунок 13 – Сбросный пружинный предохранительный клапан

Клапан работает следующим образом. При повышении давления в трубопроводе сверх допустимого золотник преодолевая силу пружины,

поднимается вверх и открывает вход для движения перекачиваемой жидкости в свободный коллектор. Благодаря этому обеспечивается сброс чрезмерного давления в трубопроводе.

10 Резервуарные парки нефтеперекачивающих станций

Резервуарные парки (РП) – неотъемлемая часть магистрального нефтепровода, которая служит для работы основного технологического процесса. РП состоят из соединенных резервуаров для того чтобы выполнять операции по приему, хранению и перекачки нефти или нефтепродукта.

РП предназначены:

- для приема нефти от нефтедобывающих предприятий;
- для учета нефти;
- для обеспечения заданных свойств нефти, включая компаундирование;
- для компенсации неравномерностей перекачки.

Резервуарные парки сооружаются на ГНПС, на некоторых промежуточных НПС, на нефтебазах.

На головных НПС магистрального нефтепровода при перекачки одного сорта нефтепродукта резервуарный парк должен быть объемом двух – трех суточной пропускной способности нефтепровода.

В зависимости от объема и расположения резервуары подразделяются на три класса:

- I класс – особо опасные резервуары объемом от 10000 м^3 и более, а также резервуары объемом 5000 м^3 и более, расположенные вблизи рек, крупных водоемов и находящиеся в городской черте;

- II класс – резервуары повышенной опасности объемом от 5000 до 10000 м^3 ;

- III класс – опасные резервуары от 500 до 1000 м^3 .

В системе магистральных нефтепроводов большее распространение получили вертикальные стальные резервуары (РВС). Для сокращения потерь на

этих резервуарах монтируются дыхательной арматурой, понтонами, плавающими крышами или газовой обвязкой.

Некоторые типы резервуаров применяемых в системе магистральных нефтепроводов [5]:

1) РВС со стационарной крышей представляет собой цилиндр, сваренный из отдельных стальных листов размером 1,5 ... 6,0 м, и толщиной 4 ... 25 мм. Поясом резервуара называется ряд листов. Крыша резервуара бывает конической или сферической. Объем таких резервуаров бывает от 100 до 50000 м³. Максимальное избыточное давление 2000 Па;

2) РВС с понтоном отличаются от РВС со стационарной крышей тем, что имеет в своем составе понтон. Он плавает по поверхности нефти и обеспечивает сокращение потерь от испарения. Понтоны бывает двух видов металлические и синтетические;

3) РВС с плавающей крышей в отличие от других не имеют в своем составе стационарную крышу. Преимущество таких резервуаров заключается в снижении потерь от испарения. Крыша также как и понтон плавает по поверхности нефти или нефтепродукта, и перемещение происходит по направляющим трубам.

11 Общестроительные работы на нефтеперекачивающих станциях

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.

Предварительно создают опорную геодезическую сеть, привязанную в горизонтальном и высотном положении к государственной триангуляционной и нивелирной сети. Опорные точки на строительной площадке закрепляют реперами – бетонными, металлическими или деревянными столбами диаметром 12 ... 15 см и длиной 2 м .

Привязку проекта НС к местности осуществляют в системе прямоугольных координат. Для этого на генеральный план наносят строительную сетку квадратов, а затем в соответствии с ней производят разбивку осей зданий.

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

Целью планировки территории является выравнивание территории строительной площадки. Эти работы производят с помощью бульдозеров. Для защиты мест производства земляных работ от притока ливневых и талых вод устраивают дренажные каналы.

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.

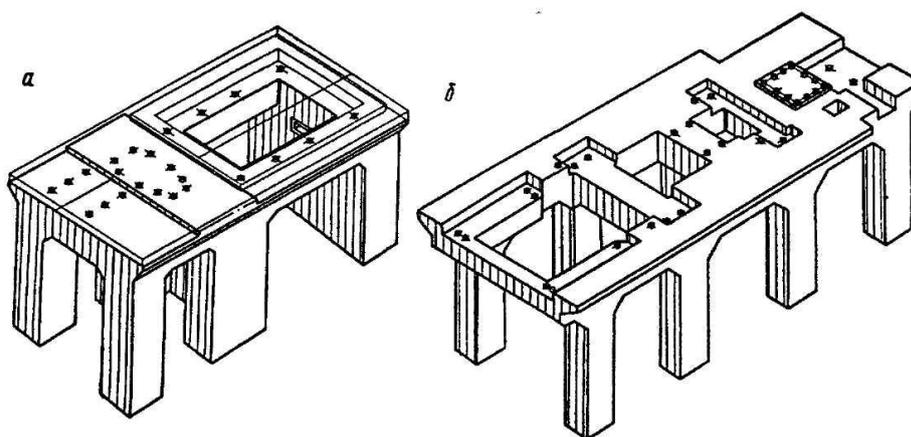
Фундаменты первой группы сооружают под стены зданий, колонны, стойки, отдельно стоящие колонны, стенки резервуаров и т.п. Их основное назначение – воспринимать расчетную нагрузку и равномерно распределять ее воздействие на грунт. Кроме того, осадка не должна превышать расчетной величины.

Под статические нагрузки сооружают одиночные, ленточные и свайные фундаменты.

Глубину заложения фундамента назначают ниже глубины промерзания грунта.

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. Их общий вид приведен на рисунке 14.

При сооружении фундаментов под динамические нагрузки необходимо выполнять ряд требований. Так, фундамент под перекачивающий агрегат (насос и электродвигатель, нагнетатель и газовую турбину и т.п.) должен быть общим. Фундамент агрегата не должен жестко соединяться со стенами здания и фундаментом под них.



а – с электроприводом; б – с газотурбинным приводом

Рисунок 14 – Фундаменты под компрессорные агрегаты

Здания насосных и компрессорных цехов, приведены на рисунке 15, состоят из следующих элементов и узлов: колонн, стен, подкрановых балок и покрытия.

Колонны являются основной несущей конструкцией каркаса промышленных зданий НС. Как правило, они бывают железобетонными. В отдельных случаях используются металлические колонны.

Стены зданий цехов обычно собираются из железобетонных и асбоцементных панелей, которые крепятся к колоннам с помощью сварки.

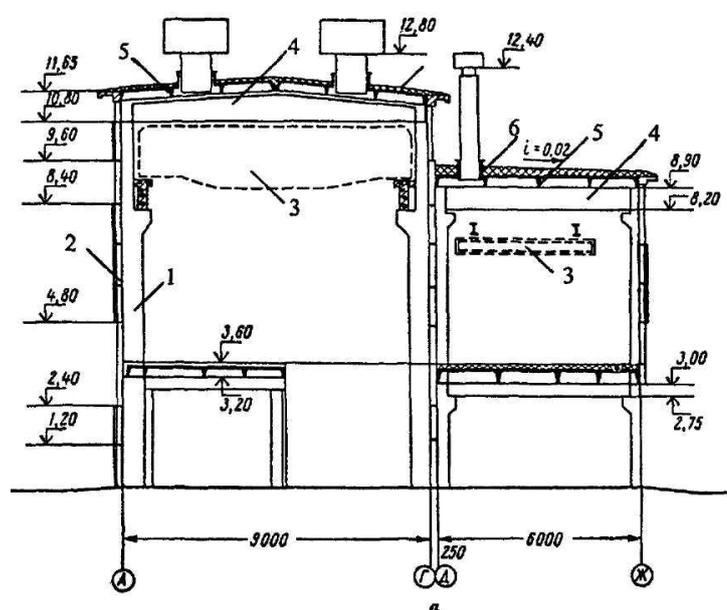
Подкрановые балки являются составной частью каркаса здания, а также по ним укладывают пути для мостового крана. Подкрановые балки изготавливают, в основном, из обычного или предварительно напряженного железобетона, реже из металла.

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.

Устройство кровли

При устройстве кровли поверх железобетонных плит выполняют цементную и асфальтобетонную стяжки, а затем наклеивают рубероид [6].



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

Рисунок 15 – 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 ООО «Транснефть Дальний Восток», а так же в отдельности затраты на строительство и эксплуатацию обводной линии для создания НПС бесперебойной работы и сравнить эти затраты с потерями до усовершенствования.

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:

$$EKB_{\text{объекта}} = C_{\text{ОСР,МТО}} + \Phi\text{ОТ} + \text{СВ} + \text{СНСП}, \quad (9)$$

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;

$\Phi\text{ОТ}$ – 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 12.

12.1.1 Расчет сметной стоимости строительства

$$C_{ОСР.МТО} = C_{ОСР} + C_{МТО} + TO_C + C_{НЦ} + C_{МСиКР} + C_{МСЭ} + C_{МСА} + C_{СПВ} + \quad (10) \\ + C_{ЗР} + C_{ВР} + C_{ПР},$$

где $C_{ОСР}$ – затраты на общестроительные работы, (25121, 27 тыс. руб.);

$C_{МТО}$ – затраты на монтаж технологического оборудования, (10254,9 тыс. руб.);

TO_C – стоимость технологического оборудования магистральной насосной;

$C_{НЦ}$ – затраты на строительство и монтаж магистральной насосной (78342,23 тыс. руб.);

$C_{МСиКР}$ – затраты на монтаж силового и контрольного оборудования, (2111,38 тыс. руб.);

$C_{МСЭ}$ – затраты на монтаж сетей внутреннего электроснабжения, (348,53 тыс. руб.);

$C_{МСА}$ – затраты на монтаж средств автоматизации, (3169,08 тыс. руб.);

$C_{СПВ}$ – затраты на строительство производственного водопровода, (14,58 тыс. руб.);

$C_{ЗР}$ – затраты на дополнительные земляные работы под фундаменты, (188,98 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 обводной линии по формуле

$$C_{\text{ИЦ}} = C_{\text{ТТ}} + C_{\text{ОК}} + C_{\text{ОЗ}}, \quad (11)$$

где $C_{\text{ТТ}}$ – затраты на монтаж технологических трубопроводов, (543,20 тыс. руб.);

$C_{\text{ОК}}$ – затраты на монтаж обратного клапана, (97,3 тыс. руб.);

$C_{\text{ОЗ}}$ – затраты на монтаж отключающей задвижки, (99,4 тыс. руб.).

Цены на затраты строительных и монтажных работ взяты с электронных источников: <https://smetnoedelo.ru/>, <http://www.pulscen.ru/>.

Вычислим общую стоимость затрат на строительство и монтаж обводной линии по формуле (11)

$$C_{\text{ИЦ}} = 543200 + 97300 + 99400 = 739900 \text{ руб.}$$

Проведем расчет стоимости технологического оборудования обводной линии по формуле

$$TO_{\text{ОЛ}} = OK_c + TT_c + TKK_c + ЗСР_c + ОЗ_c, \quad (12)$$

где OK_c – стоимость обратного клапана (100740 руб.);

TT_c – стоимость технологических трубопроводов (733400 руб.);

TKK_c – стоимость транспортировки комплектов конструкций оборудования для обводной линии, (354472 руб.);

$OЗ_c$ – стоимость отключающей задвижки (135532 руб.);

$ЗСР_c$ – стоимость заготовительно-складских работ.

Цены на технологическое оборудование обводной линии насосной станции взяты с электронных источников: <http://armgasinvest.ru/>, <http://www.pulscen.ru/>

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

$$ЗСР_c = \frac{1,2}{100} \cdot (OK_c + TT_c + ТКК + OЗ_c), \quad (13)$$

$$ЗСР_c = \frac{1,2}{100} \cdot (100740 + 733400 + 135532) = 11636,06 \text{ руб.}$$

Вычисляем общую стоимость технологического оборудования обводной линии:

$$ТО_{ол} = 100740 + 733400 + 354472 + 135532 + 11636,06 = 1335780,06 \text{ руб.}$$

Для удобства сведем данные в таблицу 9.

Вычислим стоимость технологического оборудования и затраты на монтаж и строительство обводной линии и отобразим данные на рисунке 16

$$С_{щ} + ТО_c = 739900 + 1335780,06 = 2075680,06 \text{ руб.}$$

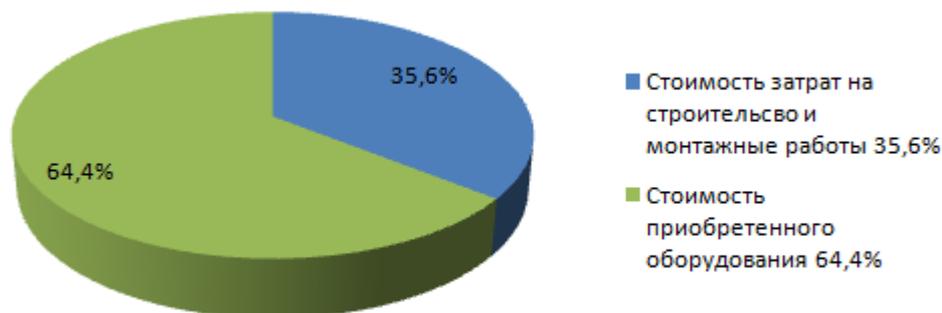


Рисунок 16 – Структура затрат на монтаж и строительство обводной линии

Проведем расчет потерь при остановке перекачки, которые могут возникнуть при возникновении аварийной ситуации на резервуарном парке.

При возникновении аварии на резервуарном парке происходит остановка перекачки, ликвидация аварий может занимать от трех часов до семи суток. Идет простой оборудования.

Принимаем, что среднее время ликвидации аварии занимает 4 дня.

Рассчитаем потери при остановке перекачки при ликвидации аварии в течении 4 суток по формуле

$$P_{ОП} = Q_{ПРЕД} \cdot t , \quad (14)$$

где $P_{ОП}$ – потери при остановке перекачки;

$Q_{пред}$ – подача от предыдущей станции, ($1175,9 \text{ м}^3/\text{ч}$);

t – время на ликвидацию аварии и остановки перекачки.

$$P_{ОП} = 1175,9 \cdot 24 \cdot 4 = 112886,4 \text{ м}^3.$$

Объем перекачиваемой нефти нужно перевести в тонны по формуле

$$M = \Pi_{OH} \cdot \rho_p, \quad (15)$$

где M – масса перекачиваемой нефти, t ;

ρ_p – то же, что и в формуле (1);

Π_{OH} – то же, что и в формуле (14).

$$M = 112886,4 \cdot 852 / 1000 = 96179,21 \text{ } t.$$

Тариф за перекачку примем $71 \text{ руб./}t$, (цена взята с <http://www.transneft.ru/>), тогда экономические потери при остановке перекачки и простоя оборудования будут равны:

$$\mathcal{E}_n = 71 \cdot 96179,21 = 6828723,9 \text{ } \text{руб.}$$

Исходя из расчетов затрат на монтаж и строительство обводной линии и расчетов экономических потерь при остановке перекачки, видно что строительство обводной линии экономически выгоднее. Для наглядности отразим результаты сравнения на рисунке 17.

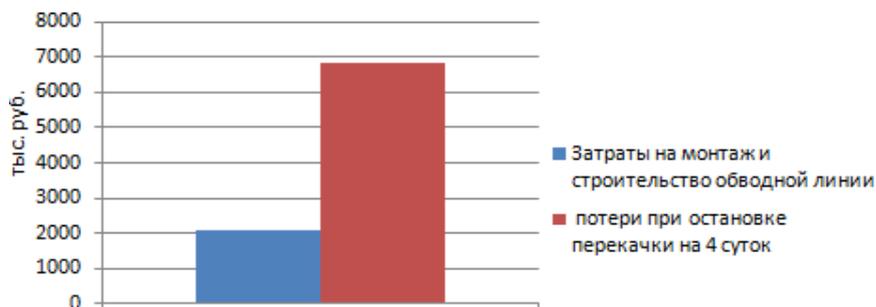


Рисунок 17 – Сравнение затрат на строительство обводной линии и потерь при остановке перекачки на 4 суток

Таблица 9 – Стоимость технологического оборудования обводной линии (объектная смета на обводную линию)

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
Стоимость обратного клапана	100,740
Стоимость отключающей задвижки	135,532
Стоимость технологических трубопроводов	733,400
Стоимость транспортировки комплектов конструкций оборудования здания магистральной насосной	354,472
Итого прямые затраты	1324144
Стоимость заготовительно-складских работ (1,2 %)	11,636
Итого с заготовительно-складскими работами	1335,78

Проведем расчет стоимости технологического оборудования всей НПС по формуле

$$ТО_C = КН_C + ДО_C + ТКК_C + ЗСР_C + ОЛ_C , \quad (16)$$

где $КН_C$ – стоимость комплекта насосов (4 магистральных насоса НМ 1250-260 и 2 подпорных насоса НПВ 1250-60), руб;

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

$ТКК_C$ – стоимость транспортировки комплектов конструкций оборудования, (1113294 руб.);

$ОЛ_C$ – стоимость обводной линии (13358780 руб.);

$ЗСР_C$ – стоимость заготовительно-складских работ.

Цены на технологическое оборудование магистральной насосной станции взяты с электронных источников: <https://www.уралгидротех.рф>, <http://armtorg.ru/>, <http://www.pulscen.ru/>, <http://www.servis-ptu.ru>.

Вычисляем стоимость комплекта насосов по формуле

$$KH_C = 4MH_C + 2 \cdot PH_C, \quad (17)$$

где MH_C – стоимость одного магистрального насоса;

PH_C – стоимость одного подпорного насоса.

Стоимость одного подпорного насоса марки НПВ 1250-60 составляет порядка 1972051 руб. (<https://www.уралгидротех.рф>), стоимость магистрального насоса марки НМ 1250-260 – 31472061 руб. (<https://www.уралгидротех.рф>).

$$KH_C = 4 \cdot 31472061 + 2 \cdot 1972051 = 129832346 \text{ руб.}$$

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

$$ЗСР_C = \frac{1,2}{100} \cdot (KH_C + ДО_C + ТКК_C + ОЛ_C), \quad (18)$$

$$\begin{aligned} ЗСР_C &= \frac{1,2}{100} \cdot (129832346 + 147200945 + 1113294 + 13358780) = \\ &= 3498064,38 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Вычисляем общую стоимость технологического оборудования по формуле (16)

$$\begin{aligned} ТО_C &= 129832346 + 147200945 + 1113294 + 13358780 + 349806,38 = \\ &= 295003429 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Для удобства сведем данные в таблицу 10.

Таблица 10 – Стоимость технологического оборудования магистральной насосной станции (объектная смета на магистральную насосную)

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
Стоимость комплекта насосов	129832346
Стоимость дополнительного оборудования	147200,945
Стоимость транспортировки комплектов конструкций оборудования	1113294
Итого прямые затраты	278146,585
Стоимость заготовительно-складских работ (1,2 %)	3498,064
Итого с заготовительно-складскими работами	281644,649

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

$$C_{OCP.MTO} = 25121,27 + 10254,9 + 281644,649 + 78342,23 + 2111,38 + 348,53 + 3169,08 + 14,58 + 188,98 = 401195,59 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$C_{BP} = \frac{7,2}{100} C_{OCP.MTO}, \quad (19)$$

$$C_{BP} = \frac{7,2}{100} \cdot 401195,59 = 28886,08 \text{ тыс. руб.}$$

Общая стоимость строительства с учетом временных зданий и сооружений:

$$C_{OCP.MTO} = 25121,27 + 10254,9 + 281644,649 + 78342,23 + 2111,38 + 348,53 + 3169,08 + 14,58 + 188,98 + 28886,08 = 430081,67 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на прочие работы включают в себя: удорожание работ производимых в зимнее время (7,128 %) и затраты на снегоборьбу (0,6 %)

$$C_{IP} = C_{OCP.MTO} \cdot \frac{7,128}{100} + C_{OCP.MTO} \cdot \frac{0,6}{100}, \quad (20)$$

$$C_{IP} = 430081,67 \cdot \frac{7,128}{100} + 430081,67 \cdot \frac{0,6}{100} = 33236,71 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$C_{OCP.MTO} = 25121,27 + 10254,9 + 281644,649 + 78342,23 + 2111,38 + 348,53 + 3169,08 + 14,58 + 188,98 + 28886,08 + 33236,71 = 463318,38 \text{ тыс. руб.}$$

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

$$PEZ_C = \frac{1,5}{100} \cdot C_{OCP.MTO}, \quad (21)$$

$$PEZ_C = \frac{1,5}{100} \cdot 463318,38 = 6949,77 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем полученные результаты в таблицу 11.

Таблица 11 – Сметная стоимость строительства головной насосной станции

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
Затраты на общестроительные работы	25121,27
Затраты на монтаж технологического оборудования	10254,9
Стоимость технологического оборудования магистральной насосной	281644,64
Затраты на монтаж здания магистральной насосной	78342,23
Затраты на монтаж силового и контрольного оборудования	2111,38
Затраты на монтаж сетей внутреннего электроснабжения	348,53
Затраты на монтаж средств автоматизации	3169,08
Затраты на строительство производственного водопровода	14,58
Затраты на дополнительные земляные работы под фундаменты	188,98
Итого	110335,499
Временные здания и сооружения – 7,2 %	28886,08
Итого с затратами на временные здания и сооружения	430081,67
Прочие работы и затраты	
Удорожание работ производимых в зимнее время	30656,22
Затраты на снегоборьбу	2580,49
Итого	463318,38
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	6949,77
Итого	470268,156

12.1.2 Расчет затрат на оплату труда и страховых взносов на строительство головной станции

Фонд оплаты труда составляет 13981,09 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

$$CB = ФОТ \cdot \frac{30}{100}, \quad (22)$$

$$CB = 13981,09 \cdot \frac{30}{100} = 4194,32 \text{ тыс. руб.}$$

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 %.

$$СНСП = ФОТ \cdot \frac{0,9}{100}, \quad (23)$$

$$СНСП = 13981,09 \cdot \frac{0,9}{100} = 125,82 \text{ тыс. руб.}$$

Все единовременные затраты на строительство головной магистральной насосной станции сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Единовременные затраты на строительство головной магистральной насосной станции

Наименование затрат	Стоимость, <i>тыс. руб.</i>
Сметная стоимость строительства	470268,156
Фонд оплаты труда	13981,09
Страховые взносы	4194,32
Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	125,82
Итого	488569,386

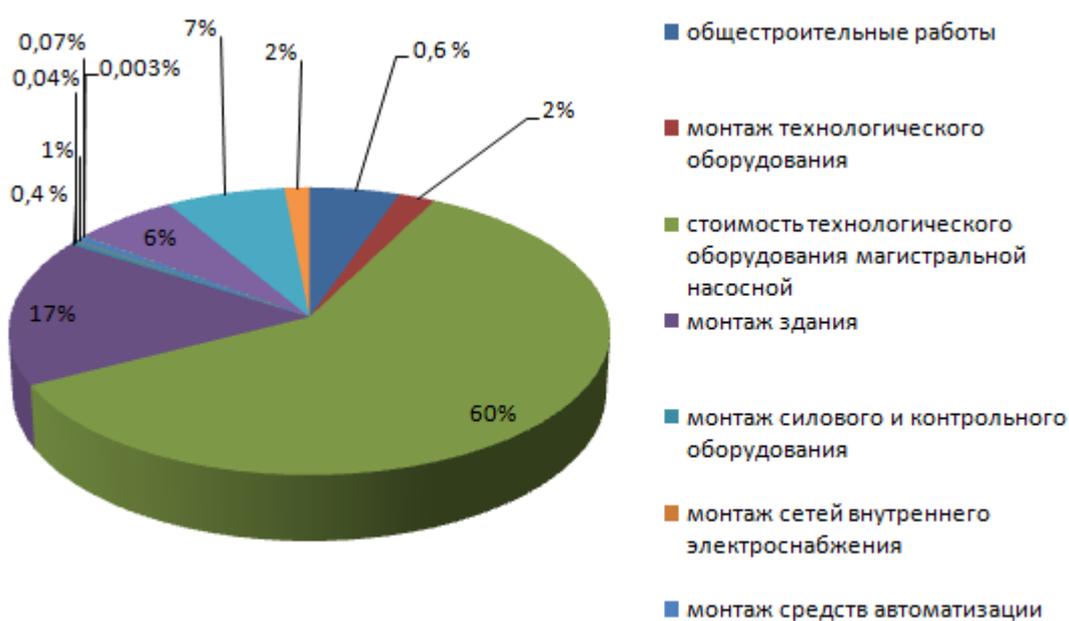


Рисунок 18 – Единовременные затраты на строительство и монтаж головной магистральной насосной

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

$$AO = C_{oc} \cdot H_A / 100, \quad (24)$$

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

H_A – годовая норма амортизационных отчислений, %

$$H_A = 100 / \text{Срок службы в годах} \quad (25)$$

Данные сведем в таблицу 13.

Таблица 13 – 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 1250-260	4	31472061	5	20	25177648,8
Подпорный насос НПВ 1250-60	2	1972051	5	20	788820,4
Электродвигатель типа СТДП1600-2 УХЛ 4	4	1772687	7	14,29	1013267,89
Электродвигатель типа ВАОВ 500М-4У1	2	1577455	7	14,29	450836,63
Шаровый кран с электроприводом 11с67п (КЗШС) Ру40 для Ду200	4	172 027	5	20	137621,6
Шаровый кран с электроприводом 11с67п (КЗШС) Ру40 для Ду400	28	1 709 187	5	20	9571447,2
Обратный клапан шаровый Dendor	1	100740	5	20	20148
Отключающая задвижка клиновья фланцевая с электроприводом 30с964нж 2,5 МПа	1	135532	5	20	27106,4

Окончание таблицы 13 – 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.
Сильфонный компенсатор КСО2 400-10-160	18	48563	5	20	174826,8
Итого		38960303			37361724
Не амортизируемые основные средства (стоимостью до 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		108659253			107060674

12.2.2 Расчет затрат на оплату труда на эксплуатацию головной станции

Проведем расчет затрат на оплату труда при эксплуатации насосной.

Заработная плата за месяц работника состоит из оклада по тарифу, северной надбавки 50 %, северного коэффициента 1,2.

Сведем данные в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет фонда оплаты труда при эксплуатации головной магистральной насосной на ООО «Транснефть Дальний Восток»

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	6000	15000	2448000
Рабочие	8	15500	3100	7750	2529600
Итого	12				4977600

Для расчета заработной платы за год необходимо рассчитать месячную заработную плату и умножить ее на 12.

Расчет месячной заработной платы производится по формуле

$$ФОТ = ЗП + ЗП_{сн} + ЗП_{рк}, \quad (26)$$

где $ЗП$ – месячная заработная плата;

$ЗП_{рк}$ – районный коэффициент (20 % от $ЗП$);

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

Заработная плата для Инженерно-технических работников:

$$\Phi OT = 30000 + 6000 + 15000 = 51000 \text{ руб.}$$

Итого за год:

$$51000 \cdot 12 \cdot 4 = 2448000 \text{ руб.}$$

Заработная плата для рабочих:

$$\Phi OT = 15500 + 3100 + 7750 = 26350 \text{ руб.}$$

Итого за год:

$$26350 \cdot 12 \cdot 4 = 2529600 \text{ руб.}$$

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 (22)

$$CB = 4977600 \cdot \frac{30}{100} = 1493280 \text{ руб.}$$

Из страховых взносов в пенсионный фонд поступит

$$CB_{\text{пф}} = 4977600 \cdot \frac{22}{100} = 1095072 \text{ руб.}$$

Из страховых взносов в фонд социального страхования поступит

$$CB_{\text{фсс}} = 4977600 \cdot \frac{2,9}{100} = 144350,4 \text{ руб.}$$

Из страховых взносов в фонд обязательного медицинского страхования поступит

$$CB_{\text{фомс}} = 4977600 \cdot \frac{5,1}{100} = 253857,6 \text{ руб.}$$

Распределение страховых взносов представлено в таблице 15.

Таблица 15 – Распределение страховых взносов по внебюджетным фондам

Наименование статьи	Сумма, руб.
Пенсионный фонд	1095072
Фонд социального страхования	144350,4
Фонд обязательного медицинского страхования	253857,6
Итого	1493280

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 %.

$$СНПС = ФОР \cdot \frac{0,2}{100}, \quad (27)$$

$$СНПС = 4977600 \cdot \frac{0,2}{100} = 9955,2 \text{ руб.}$$

12.2.5 Расчет платы за электроэнергию

Плата за электроэнергию определяется по формуле

$$P_{э/э} = T_{э/э} \cdot J, \quad (28)$$

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

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

J – среднее потребление электроэнергии в год.

Согласно [7] в Хабаровском крае одноставочный тариф на электроэнергию диапазона напряжения СН-II принимаем 4,11 руб./кВт·ч.

Тариф действуют с 1 января 2017 года по 31 декабря 2017 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 1 подпорный насосный агрегат (1 МНА и 1ПНА находятся в резерве). Расчетные данные сведем в таблицу 16.

Таблица 16 – 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 СТДП1600-2 УХЛ 4	3	1600	40320000	165715200
Электродвигатель типа ВАОВ 500М-4У1	1	400	3360000	13809600
Итого:				179524800

Рассчитываем потребление электроэнергии по формуле

$$Q = KЧ \cdot P \cdot KE, \quad (29)$$

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

P – потребляемая мощность;

KE – количество единиц.

Для электродвигателей типа СТДП1600-2 УХЛ 4:

$$Q = 8400 \cdot 1600 \cdot 3 = 40320000 \text{ кВт.}$$

Для электродвигателей типа ВАОВ 500М-4У1:

$$Q = 8400 \cdot 400 \cdot 1 = 3360000 \text{ кВт.}$$

12.2.6 Расчет прочих расходов и затрат

Прочие расходы составляют порядка 10 % от фонда оплаты труда.

$$C_{np.} = \Phi OT \cdot \frac{10}{100}, \quad (30)$$

$$C_{np.} = 4977600 \cdot \frac{10}{100} = 497760 \text{ руб.}$$

Все эксплуатационные затраты сведем в таблицу 17.

Таблица 17 – Затраты на эксплуатацию головной магистральной насосной станции на ООО «Транснефть Дальний Восток» за 1 год

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
Амортизационные отчисления	107060,674
Оплата труда	4977,600
Страховые взносы	1493,280
Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	9,955
Плата за электроэнергию	179524,800
Прочие расходы и затраты	497,96
Итого	293564,26

Таким образом, в экономической части дипломного проекта произведен расчет единовременных затрат на строительство и монтаж головной магистральной насосной станции на ООО «Транснефть Дальний Восток», а также расчет затрат на эксплуатацию станции за 1 год. Единовременные затраты на строительство и монтаж насосной станции составляют – 488569,386 тыс. руб., эксплуатационные затраты за 1 год составят – 293564,26 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 магистральный 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

Участок установки НПС будет расположен в Хабаровском крае на территории Амурского района.

Рабочим местом машиниста насосных установок является насосный цех, где происходит выполнение монтажных и восстановительных работ с использованием; ревизия и ремонт задвижек и кранов; демонтаж и установка контрольно-измерительных приборов; а также другие виды работ.

При выполнении работ персонал может быть подвержен воздействию следующих опасных и вредных факторов [8]:

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

По основному виду экономической деятельности установлен II 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 [9].

К возможным аварийным ситуациям в насосном цеху можно отнести:

- неисправность основного технологического оборудования и вспомогательных систем с последующей аварийной остановкой насосного агрегата;

- неисправность энергетического оборудования с последующей аварийной остановкой НА;

- взрыв или пожар на объектах МА.

В результате аварий на НПС окружающей среде наносится серьезный экологический ущерб. Наиболее распространенным и вредным является разлив нефти в большом количестве, который наносит вред своей токсичностью окружающей среде и работникам НПС, и ведет к большим экономическим потерям.

13.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Проектируемый объект располагается в Хабаровском крае. Работы выполняются в насосном цеху круглый год в дневное время суток, независимо от температурного режима и осадков.

Климат Хабаровского края – муссонный, с характерно холодной зимой и влажным жарким летом. Климатические условия существенно изменяются с характером рельефа, близостью к морю и с севера на юг. Зима в крае – продолжительная, суровая, снежная. Зимний период длится около 6 месяцев. Средняя температура января от $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$ на юге и до $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ на севере, на побережье до $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$. Абсолютная минимальная температура воздуха холодного периода достигается $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Лето жаркое и влажное. Средняя температура июля на юге $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$, а на севере $+15\text{ }^{\circ}\text{C}$. Годовая сумма выпадаемых осадков на территории Хабаровского края колеблется от 400 мм до 600 мм [10].

При имеющихся условиях эксплуатации материалы и конструкции производственного оборудования не должны оказывать вредного влияния на человека, создавать пожаровзрывоопасные ситуации, вызывать нагрузки на детали и сборочные единицы, которые при разрушении могут навредить работающим [11].

Работы на НПС ведутся круглый год. Эксплуатация МА ведется 355 дней в году, без учета в среднем 10 дней на техническое обслуживание и ремонт.

13.3 Санитарно-гигиенические требования к помещению и размещению используемого оборудования

Таблица 18 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

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
Тяжесть трудового процесса		11.04.14		-	3.1
Напряженность трудового процесса		11.04.14		-	2
Шум, Дб	65	11.04.14	87	-	3.2
Температура, °С	20	11.04.14	22.4	-	2
Влажность, %	35	11.04.14	43	-	2
Скорость движения воздуха, м/с	0.1	11.04.14	0,1	-	2
Освещенность, лк	300	11.04.14	160	2	2
КЕО, %	0.6	11.04.14	1,3	-	2
ТНС, С	21	11.04.14	17,8	-	2
Тепловое излучение, Вт/см ²	140	11.04.14	1272	-	3.1

Окончание таблицы 18 – Фактическое состояние условий труда на рабочем месте

Наименование производственного фактора, единица измерения	ПДК, ПДУ, допустимый уровень	Дата проведения измерения	Фактический уровень производственного фактора	Величина отклонения	Класс условий труда, степень вредности и опасности
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 насосного цеха по техническому обслуживанию, эксплуатации 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.

13.4.2 Расчет искусственного освещения

Расчет системы освещения цеха должен соответствовать санитарным нормам

Искусственное освещение подразделяют на комбинированное, местное и общее.

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

Уровень освещения должен соответствовать нормам: 300 ... 500 лк. Для расчета берём минимальный уровень освещения $E_H = 300$ лк.

В помещении цеха установлено 9 светильников типа ВЗГ-200НМ (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

$$\Phi = \frac{E_H \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N \cdot \eta}, \quad (31)$$

где E_H – нормируемая минимальная освещённость, лк;

S – площадь освещаемого помещения, m^2 ;

K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (по СниП 23-05 – 95 «Естественное и искусственное освещение» $K_3 = 1,4$);

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

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 находим по формуле

$$N = \frac{E_n \cdot S \cdot K_z \cdot Z}{\Phi \cdot \eta}. \quad (32)$$

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

Коэффициент использования светового потока η выбирают по следующим данным:

- коэффициент отражения побеленного потолка $\rho_{\text{п}} = 70 \%$;

- коэффициент отражения от стен, окрашенных в светлую краску $\rho_{\text{с}} = 50 \%$;

- коэффициент отражения от пола, покрытого линолеумом темного цвета $\rho_{\text{р}} = 10 \%$;

Индекс помещения находим по формуле

$$I = \frac{S}{h(a+b)} = \frac{48}{2,8 \cdot 47} = 1,22 \quad (33)$$

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

$$h_n = H - (h_{\text{кр}} + h_p), \quad (34)$$

где H – высота помещения, м ;

$h_{кр}$ – расстояние от потолка до нижней кромки светильника, м;

h_p – высота рабочей поверхности от пола, м.

$$h_n = 3,3 - 0,1 - 0,8 = 2,6 \text{ м.}$$

Определяем количество ламп в помещении

$$N = \frac{300 \cdot 48 \cdot 1,4 \cdot 1,1}{2480 \cdot 0,49} = 18,24. \quad (35)$$

Исходя из расчетов, делаем вывод, количество ламп установленных в помещении цеха, не удовлетворяет расчетным данным. Следовательно, данное помещение не соответствует установленным требованиям искусственного освещения.

Для устранения выявленного замечания, в помещении цеха требуется установить один дополнительный светильник ВЗГ-200НМ (2x40 Вт) как минимум с одной люминесцентной лампой ЛБ-40. Обнаруженные отклонения от норм устраняют путем изменения типа ламп и их мощности или заменой светильников. Чтобы поддерживать светоотдачу светильников и света пропускную способность окон на заданном уровне, проводят их чистку, не менее двух раз в год, а также проводить своевременную замену перегоревших ламп.

Расстояние от крайних светильников до стены определяется по формуле

$$l = 0,3 - 0,5L \quad (36)$$

где L – расстояние между соседними светильниками, м;

l – расстояние от крайних светильников до стены, м.

Светильники типа ВЗГ-200НМ с люминесцентными лампами ЛБ-40 в помещении цеха установлены рядами, три светильника в ряд с отдельным включением линий светильников. Общий числовой 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.

13.4.3 Производственный шум

Повышенный уровень шума на рабочем месте. Имеет место при обслуживании насосного цеха. В соответствии с требованиями пункта 2, 3 [12], допустимые уровни звукового давления на постоянных рабочих местах не должны превышать 65 Дб, в соответствии с этими требованиями небольшие агрегаты (вентиляторы и т.п.) устанавливаются на виброопоры, магистральные насосные агрегаты и трубопроводы к ним устанавливаются на виброизолирующие компенсирующие опоры.

13.4.4 Воздухообмен

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. Имеет место как при строительстве так и при эксплуатации НПС, т.к. некоторые объекты расположены на открытых площадках. Для защиты рабочих применяются костюмы зимние на утепленной основе по [13]. В летний период сварщикам предлагаются полусапоги на противоскользящей резиновой подошве по [14], с дюпельно-клеевым креплением подошвы. Для защиты рук применяют рукавицы брезентовые удлиненные (краги) типа Е [15]. Для защиты от переохлаждения объект обустраивается помещениями для обогрева.

В вытяжных системах вентиляции взрывоопасных помещений имеется дублирующие пусковые кнопки во взрывобезопасном исполнении, устанавливаемые на наружной стороне здания. Вентиляторы, электродвигатели и пусковые устройства к ним, обслуживающие приточные системы вентиляции взрывоопасных помещений или расположенные в загазованной среде, должны быть во взрывобезопасном исполнении. Вытяжка воздуха из нижней зоны помещений производится при помощи шахт с установкой осевых вентиляторов. На вытяжных шахтах естественной вытяжной вентиляции устанавливают дефлекторы типа ЦАГИ. Вытяжка из верхних зон при больших избытках тепла производится фонарями. Открывающиеся створки фонарей, а также оконных переплетов должны быть снабжены устройствами для легкого и быстрого открывания и закрывания их [16].

Приточно-вытяжная вентиляция взрывоопасных помещений не связана с вентиляцией невзрывоопасных. В нерабочее время вентиляция взрывоопасных помещений осуществляется естественным путем, вытяжными шахтами с дефлекторами, фрамугами, окнами. Естественная вентиляция должна обеспечивать трехкратный воздухообмен [16].

Для обеспечения безопасной эксплуатации, насосные цеха оборудуются приточно-вытяжной и аварийной механической вентиляцией.

13.5 Обеспечение пожарной и взрывопожарной безопасности

Пожары в насосном цеху 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 неполюженном месте.

Нефть относится к ЛВЖ категории пожаровзрывоопасных веществ, температура самовоспламенения нефтей от 222 до 256 °С. В таблице 18 для нефти и ее составляющих приведены значения нижнего и верхнего

концентрационного предела (НКПР и ВКПР) и предельно-допустимая взрывобезопасная концентрация (ПДВК).

Насосный должен быть оборудован телефонной и радиосвязью, а также автоматической пожарной сигнализацией, для оперативного вызова дополнительных сил и средств в случае пожара.

Здания, сооружения и другие объекты МН подлежат защите автоматическими установками пожаротушения (АУПТ).

13.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Аварийные ситуации, возникающие на НПС, имеют разрушительный характер, к таким ситуациям можно отнести неисправность основного технологического оборудования, вспомогательных систем и неисправность энергетического оборудования с последующей аварийной остановкой насосного агрегата. Такого рода аварии наносят существенный экономический ущерб, так как при внезапных остановках основных агрегатов происходят перебои и задержки в транспортировке нефти.

К чрезвычайным ситуациям относят взрыв или пожар на объектах МА, а так же выход нефти в насосном зале. Для минимизации последствий таких ситуаций предлагается в конструкции насосного цеха использовать только навес на фундаментном основании. Такая компоновка цеха обеспечит свободный подъезд пожарных машин и специально технике, легкий выход людей из опасной зоны.

Компоновка НПС предусматривает резервуарный парк на 4 резервуара, каждый вместимостью 20000 м^3 . Для предотвращения цепных реакций при возгорании, взрыве в МН резервуарный парк будет расположен на безопасном расстоянии [17]. На территории НПС расположено 2 склада горючесмазочных легковоспламеняющихся материалов с огнестойким корпусом, которые так же

являются внутренним источником для образования вторичных факторов поражения и требуют установки на входной двери соответствующего предупреждающего знака «опасность».

МН имеет непрерывный технологический процесс. Все работники согласно своим рабочим профессиям имеют средства индивидуальной защиты. Предусмотрено наличие медицинских аптек, для административно-бытового комплекса – 2, для ремонтной мастерской – 2, гараж – 1 шт [18].

Для защиты работающих и повышению устойчивости производства в чрезвычайных ситуациях необходимо [16]:

- своевременно и с отметкой в журнале проводить первичный, вторичный, плановые инструктажи;
- перед выполнением ремонтных работ любой сложности каждый раз инструктировать рабочих с их подписью в наряд-допуске;
- соблюдать внутрицеховые порядки;
- проводить осмотр основного оборудования – ежедневно, зданий и сооружений – 1 раз в неделю.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была спроектирована нефтеперекачивающая станция на нефтепроводе-отводе «ТС ВСТО – Комсомольский НПЗ», предназначенная для осуществления перекачки в этом нефтепроводе, а также была предложена конструкция по созданию ее бесперебойной работы.

Для достижения поставленных задач были произведены расчеты по подбору нефтеперекачивающего оборудования, выбор схемы перекачки, выбор соединения НА в насосном цехе. Проведена оценка экономической эффективности проекта и его безопасности жизнедеятельности. Было выявлено, что на НПС-1, оптимальным НА служит НМ 1250-260, схема перекачки на данной станции является «постанционная», наиболее выгодное соединение НА «последовательное».

В результате экономического расчета было выявлено, что экономический эффект от создания обводной линии и приданию НПС бесперебойной работы в денежном эквиваленте составит 4753043 рубля.

При создании НПС бесперебойной работы обеспечится непрерывность перекачки при возникновении аварийной ситуации на резервуарном парке, тем самым уменьшатся экономические затраты от простоя оборудования.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- МН – магистральный нефтепровод;
- МА – магистральный агрегат;
- НА – насосный агрегат;
- КИП – контрольно-измерительный прибор;
- НМ – насос магистральный;
- РВС – резервуар вертикальный стальной;
- РП – резервуарный парк;
- СППК – сбросные пружинные предохранительные клапаны;
- ОК – обратный клапан;
- ПДВК – предельно допустимая концентрация;

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Официальный сайт ООО «Транснефть – Дальний Восток» [Электронный ресурс] : Деятельность. – Хабаровск. – Режим доступа: <http://www.fareast.transneft.ru/about/activity/>

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 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.

4 Пат. № 2597274 Российская Федерация, МПК⁷ F 17 D 1/08. Нефтеперекачивающая станция бесперебойной работы / Л. М. Беккер, А. В. Назаренко ; заявитель и патенто-обладатель Москва. ОАО «Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть» ; заявл. 24.09.2015 ; опубл. 10.09.2016, Бюл. № 25.

5 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.

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

7 Об установлении цен (тарифов) на электрическую энергию для населения и потребителей, приравненных к категории населения по Хабаровскому краю [Электронный ресурс] : постановление от 19.12.2016 № 47/107// Справочная система «Энерговопрос». – Режим доступа:

<http://energovopros.ru>.

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

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

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

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

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

13 ГОСТ 12.4.084 – 80 Костюмы мужские для защиты от пониженных температур. Актуализированная редакция ИУС 5–99 – Введ. 01.01.1994. – Москва : ИПК Издательство стандартов, 2003. – 17с.

14 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.

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

16 Большая энциклопедия нефти газа [Электронный ресурс]: Вентиляция – взрывоопасное помещение. – Москва, – Режим доступа: <http://www.ngpedia.ru/id384692p1.html>.

17 РД 153-39.4-056 – 00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. – Введ. 01.01.2001. – Москва : ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2003. – 86с.

18 СанПиН 2.2.3.1384 – 03 «Гигиенические требования к организации

строительного производства и строительных работ». – Введ. 30.03.1999. – Москва : Минздрав России, 1999. – 127с.

19 СНиП 2.11.03 – 93 «Склады нефти и нефтепродуктов. Противопожарные нормы». – Введ. 01.07.1993. – Москва, 2003.

20 СНиП II-90 – 81 «Производственные здания промышленных предприятий». – Введ. 07.11.1982. – Москва, 1982.

21 СНиП 23-01 – 99* «Строительная климатология». – Введ. 01.01.2000. – Москва, 2003.

22 ГОСТ Р 51858 «Нефть. Общие технические условия». – Введ. 01.07.2002. – Москва : Стандартиформ, 2002. – 18 с.

23 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.

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

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

26 Коршак, А. А. Основы нефтегазового дела: учебник для ВУЗов. / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов ; под. общ. ред. М. Д. Валеев. – Изд. 2–е, доп. и исп.: – Уфа. : ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002 - 544 с.

27 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.

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

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

30 СТО 4.2-07-2014 Система менеджмента качества Общие требования к построению, изложению и оформлению документов учебной и научной деятельности. – Введ. 22.12.2014. – Красноярск : ИПК СФУ, 2014. –60