

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

«23» июня 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Технологический расчет налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные  
цистерны

Руководитель

доцент, канд. техн. наук О.Н. Петров

Выпускник

К.Е. Романов

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме  
«Технологический расчет налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные  
цистерны»

Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть

И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности

А. Н. Минкин

Нормоконтролер

О.Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Технологический расчет налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны» содержит 83 страницы текстового документа, 29 использованных источников, 6 листов графического материала.

НППС, НАПОР, МНП, НАСОС, РАСХОД, СТАНЦИЯ НАЛИВА, НАСОСНЫЙ ЦЕХ, ОПЕРАТОРНАЯ, НАСОСНЫЙ АГРЕГАТ, РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК.

Объект ВКР – нефтепродуктоперекачивающая станция с узлом налива в железнодорожные цистерны.

Цель ВКР: технологический расчет налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны.

Задачи ВКР.

1. Произвести расчет налива в железнодорожные цистерны
2. Подобрать оборудование для станции налива
2. Представить технологическую схему перекачивающей станции с узлом налива в железнодорожные цистерны

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	6
Основная часть .....	7
1 Описание объекта ВКР .....	7
2 Расчетная часть.....	9
2.1. Исходные данные для расчетов.....	9
2.2 Расчет параметров НППС .....	11
2.2.1 Подбор насосно-силового оборудования .....	11
2.2.2Определение максимального рабочего давления .....	14
2.2.3 Перерасчет характеристик насосов с воды на перекачиваемый продукт.....	15
2.2.4 Определение мощности, потребляемой насосами.....	21
2.2.5 Расчет электроэнергии за расчетный период.....	21
2.2.6 Объем резервуарного парка .....	23
2.3 Расчет параметров наливной станции .....	24
3 Узел подключения станции.....	40
4 Фильтры-грязеуловители .....	41
5 Резервуарный парк.....	43
6 Насосный цех.....	47
7 Узел регулирования давления .....	47
8 Вспомогательные системы НППС .....	49
8.1 Система дренажа .....	49
8.2 Очистные сооружения .....	49
8.3 Система молниезащиты.....	50
8.4 Система обеспечения пожарной безопасности.....	50
8.5 Устройства электроснабжения .....	52
8.6 Диспетчерский контроль и управление. Системы автоматизации и телемеханизации .....	53
9 Технологическая схема НППС .....	55
10 Безопасность жизнедеятельности.....	57

10.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ .....	57
10.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ .....	58
10.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования .....	59
10.4 Обеспечение безопасности технологического процесса .....	59
10.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности .....	60
10.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .....	60
10.7 Экологичность проекта .....	61
11 Экономическая часть .....	61
11.1 Экономическое сравнение производителей насосно-силового оборудования .....	62
11.2 Расчет единовременных затрат на сооружение насосной станции .....	64
11.3 Сметная стоимость сооружения насосной станции .....	65
11.4 Затраты средств на оплату труда, расчет страховых взносов .....	68
11.5 Расчет амортизационных отчислений .....	69
11.7 Расчет страховых взносов .....	72
11.8 Расчет взносов на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний .....	74
11.10 Расчет платы за электроэнергию .....	74
11.10 Расчет прочих расходов и затрат .....	76
Заключение .....	78
Список сокращений .....	79
Список использованных источников .....	80

## ВВЕДЕНИЕ

Нефть, газ и нефтепродукты доставляются пятью видами транспорта: трубопроводным, железнодорожным, морским, речным и автомобильным.

Самым экономичным видом транспорта нефти и нефтепродуктов является трубопроводный. Также, помимо этого, трубопроводный транспорт никак не зависит от климатических условий и обеспечивает круглогодичную непрерывную перекачку. Для перекачки нефтепродуктов необходим достаточный напор, обеспечиваемый насосными станциями, которые расположены вдоль трассы магистрального трубопровода.

Наиболее важным основанием выполнения данной работы является проблема транспортировки нефтепродуктов к отдаленным населенным пунктам. Эта проблема вызвана невозможностью прокладки трубопровода из-за:

- неудобного рельефа местности;
- климатических условий;
- экономической эффективности;

Целью выпускной квалификационной работы является технологический расчет налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны.

Для достижения данной цели необходимо решить следующие задачи.

1. Произвести расчет налива в железнодорожные цистерны
2. Подобрать оборудование для станции налива
2. Представить технологическую схему перекачивающей станции с узлом налива в железнодорожные цистерны

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

### 1 Описание объекта ВКР

Железнодорожный транспорт нефти и нефтепродуктов является вторым по экономической выгодности после трубопроводного. Именно поэтому для решения данной проблемы создаются перекачивающие станции с узлами налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны. На таких станциях происходит одновременная перекачка нефтепродукта, налив и последующая транспортировка нефтепродукта железнодорожным транспортом. Благодаря этому не нужно делать финансовые вложения в прокладку нефтепродуктопровода. Будет достаточно оборудовать узел налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны [1]. С технической точки зрения процесс прокладки нефтепродуктопровода намного сложнее, чем оборудование узла налива нефтепродуктов в железнодорожные цистерны.

Обобщая все вышесказанное сделаем вывод о том, что выполнение данного проекта является обоснованным, так как он является эффективным как с технической, так и с экономической точки зрения.

Но прежде чем выполнять расчеты, необходимо однозначно определить терминологию согласно РД153-39.4-113-01 [2].

Нефтепродуктопровод – сооружение из труб, соединительных деталей и арматуры для передачи на расстояние нефтепродуктов.

Магистральный нефтепродуктопровод – инженерное сооружение, состоящее из трубопроводов с арматурой и связанных с ними перекачивающих станций, хранилищ, нефтепродуктов и других технологических объектов, обеспечивающих приемку, транспортировку, сдачу нефтепродуктов потребителям, или перевалку на другой вид транспорта.

Нефтепродуктоперекачивающая станция (НППС, в тексте возможно использование названия «перекачивающая станция») – комплекс сооружений и

устройств для приема и перекачки нефтепродуктов насосными установками по магистральному нефтепродуктопроводу.

Магистральная насосная станция – комплекс оборудования, осуществляющий повышение давления в магистральном трубопроводе с помощью магистральных насосных агрегатов.

Подпорная насосная станция – комплекс оборудования, обеспечивающий бескавитационную работу магистральных насосных агрегатов.

Резервуарный парк – комплекс резервуаров для выполнения технологических операций приема, хранения и откачки нефтепродуктов.

Основными параметрами, применяемыми в расчетах, являются пропускная способность и рабочее давление. Согласно РД153-39.4-113 – 01 [2]:

- пропускная способность – это расчетное количество нефтепродуктов, которое может пропустить трубопровод в единицу времени при заданных параметрах продукта.

- рабочее давление – это наибольшее избыточное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации магистрального нефтепродуктопровода.

Согласно п. 7.1.1. РД153-39.4-113 – 01 [2] НППС магистрального нефтепродуктопровода подразделяются на головные и промежуточные.

Головная НППС – это перекачивающая станция, расположенная в начале нефтепродуктопровода.

В состав технологических сооружений головной перекачивающей станции входят: узлы с предохранительными устройствами, резервуарный парк, подпорная и магистральная насосная станции, узел регулирования давления и технологические трубопроводы узел подключения станции, узел учета, фильтры-грязеуловители.

Остальные НППС трубопровода - промежуточные. Они могут быть как с емкостью, так и без неё. В состав технологических сооружений промежуточной станции без емкости входят: магистральная насосная станция, узел



регулирования давления, система сглаживания волн давления (ССВД), технологические трубопроводы, а также фильтры-грязеуловители.

Состав технологических сооружений промежуточных НППС с емкостью такой же, как и у головной перекачивающей станции.

Согласно п. 7.1.2. РД153-39.4-113 – 01 [2] наливные станции предназначаются только для приема нефтепродуктов из магистрального трубопровода в емкость и налива нефтепродуктов в железнодорожные вагоны-цистерны. Проектирование таких станций производится согласно нормам технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз) ВНТП-5.

Поскольку определена терминология и параметры магистрального трубопровода, далее необходимо выполнить расчет параметров НППС с узлом налива.

## **2 Расчетная часть**

### **2.1. Исходные данные для расчетов**

Согласно РД153-39.4-113 – 01[2] толщина и диаметр стенок труб магистрального трубопровода определяются на основании технико-экономических расчетов. Для предварительного расчета, как в нашем случае, при выборе параметров магистральных трубопроводов следует руководствоваться данными, приведенными в таблице 1 (соответствует таблице 5.1 РД153-39.4-113 – 01 [2]).

Таблица 1 – Параметры магистральных трубопроводов

Производительность трубопровода, млн.т/год	Диаметр (наружный), мм	Рабочее давление	
		МПа	кгс/см
1	2	3	4
0,7...1,2	219	8,8...9,8	90...100
1,1...1,8	273	7,4...8,3	75...85
1,6...2,4	325	6,6...7,4	67...75
2,2...3,4	377	5,4...6,4	55...65
3,2...4,4	426	5,4...6,4	55...65
4,0...9,0	530	5,3...6,1	54...62
7,0...13,0	630	5,1...5,5	52...56
11,0...19,0	720	5,6...6,1	58...62
15,0...27,0	820	5,5...5,9	56...60
23,0...55,0	1020	5,3...5,9	54...60
41,0...90,0	1220	5,1...5,5	52...56

Ниже приведены рекомендации п. 7 РД 153-39.4-113 – 01[2]. Следуя этим рекомендациям, будут определены параметры НППС, подлежащие расчету.

1) Число рабочих центробежных насосов на каждой станции должно определяться исходя из расчетного рабочего давления насосной станции, характеристики насоса, характеристик перекачиваемых продуктов, режима перекачки и быть не более трех и на каждую группу рабочих насосов МН необходимо предусматривать установку одного резервного насоса – согласно этим рекомендациям компоновка станции будет следующей: 3 работающих насоса и один резервный.

2) На НППС с емкостью для подачи перекачиваемой продукта к основным насосам, если они не располагают необходимым кавитационным запасом, должна быть предусмотрена установка подпорных насосов (установка насосов в заглубленном помещении не допускается) – в нашем случае будет предусмотрена установка подпорных насосных агрегатов, и их количество будет определено расчетным путем. Кроме того, в группе до четырех

подпорных насосов необходимо устанавливать один резервный – также будет определено расчетом.

3) В случае, если расчетная подача может быть обеспечена насосами с роторами на различную подачу, то должен выбираться ротор на меньшую подачу (для этого предусматриваются сменные роторы для магистральных насосов) – эта рекомендация будет учтена при выборе насосов магистральной насосной станции.

4) Напор центробежных насосов принимается в соответствии с требуемым давлением на НПС для обеспечения заданной производительности нефтепровода – соответствие напора давлению подлежит расчету.

5) На НППС с емкостью предусматриваются лаборатории для выполнения анализов перекачиваемого продукта. Для привода насосов должны применяться электродвигатели в исполнении, обеспечивающем их установку в соответствии с категорией помещения (общий машинный зал с насосами, машинный зал с противопожарной стенкой/перегородкой) или на открытых площадках.

6) Для привода насосов применяются электродвигатели в исполнении, обеспечивающем их установку в соответствии с категорией помещения (общий машинный зал с насосами, машинный зал с противопожарной стенкой/перегородкой) или на открытых площадках.

## **2.2 Расчет параметров НППС**

### **2.2.1 Подбор насосно-силового оборудования**

1) Расчет часовой пропускной способности трубопровода

Согласно РД-75.180.00-КТН-198 – 09 [3] расчётная часовая пропускная способность трубопровода определяется по формуле (1):

$$Q_p = \frac{G \cdot 10^9 \cdot k}{N_p \cdot 24 \cdot \rho}, \quad (1)$$

где  $G = Q_c$  – проектная пропускная способность, млн т/год;

$k$  – коэффициент неравномерности перекачки определяется в техническом задании на проектирование исходя из особенностей эксплуатации магистрального трубопровода (МТ). Принимаем  $k = 1,07$ ;

$N_p$  – расчетное число рабочих дней магистрального трубопровода (с учетом затрат времени на ТО и ремонт в течение года, принимается 350 сут.);

$\rho$  – расчетное значение плотности, кг/м<sup>3</sup>.

Для заданных условий расчета пропускная способность составит:

$$Q_p = \frac{10 \cdot 10^9 \cdot 1,07}{350 \cdot 24 \cdot 860} = 1481,17 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

2) Подбор типоразмеров магистральных и подпорных насосов и схем их подключения на НППС. В соответствии с расчетной часовой производительностью по справочным характеристикам [4] выбираем насосы: магистральные НМ2500/0,7-230-2.1 и подпорный НПВ 600-60. Схема подключения и количество насосов на НПС определяются из условия, что суммарное давление, создаваемое насосами, не должно превышать максимального допустимого значения давления  $P_{\text{доп}} = 6,4$  МПа для запорной арматуры и насосов.

Согласно РД 153-39.4-113–01 [2] схема подключения насосов на промежуточной НППС с РП: три подпорных насоса параллельного соединения (НПВ) с резервным (НПВ (Р)) и три магистральных насоса последовательного соединения (НМ) с одним резервным (НМ (Р)) показана на рисунке 1. На промежуточной НПС три подпорных насоса параллельного соединения

работают на один магистральный насос с целью обеспечения необходимой производительности.

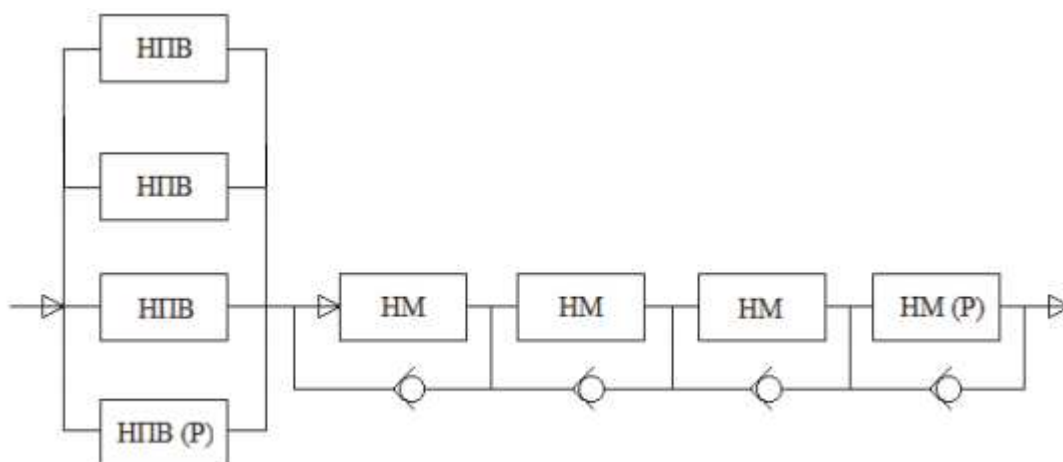


Рисунок 1 – Схема подключения насосов на промежуточной НПС с резервуарным парком

### 3) Расчет напорной характеристики магистральных и подпорных насосов.

Напорная характеристика центробежных насосов магистральных трубопроводов (зависимость напора  $H$  от производительности  $Q$ ) имеет вид полого падающей кривой:

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

где  $a$  и  $b$  – эмпирические коэффициенты, измеряемые в м и  $\text{ч}^2/\text{м}^5$  соответственно.

Далее определим напоры, развиваемые насосами при расчетной производительности перекачки.

Принимаем вариант: подпорный НПВ 600-60 с диаметром 400 мм (коэффициенты  $a_{\text{НПВ}} = 62,1 \text{ м}$  и  $b_{\text{НПВ}} = 47,7 \cdot 10^{-6} \text{ ч}^2/\text{м}^5$ ) и магистральный насос

НМ 2500/0,7-230-2.1 (ротор 0,7) с диаметром 405 мм (коэффициенты  $a_{\text{НМ}} = 248,7 \text{ м}$  и  $b_{\text{НМ}} = 7,61 \cdot 10^{-6} \text{ ч}^2/\text{м}^5$ ).

Определим напор, развиваемый магистральным насосом при расчетной производительности МТ, по формуле:

$$H_{HM} = a_{HM} - b_{HM} \cdot Q_p^2 = 248,7 - 7,61 \cdot 10^{-6} \cdot 1481,17^2 = 232 \text{ м.} \quad (3)$$

Каждый подпорный насос создает напор при трети расчетной производительности перекачки. Определим напор, развиваемый подпорным насосом, при расчетной производительности МТ, по формуле:

$$H_{НПВ} = a_{НПВ} - b_{НПВ} \cdot \left(\frac{Q_p}{3}\right)^2 = 62,1 - 47,7 \cdot 10^{-6} \cdot \left(\frac{1481,17}{3}\right)^2 = 50,47 \text{ м.}$$

## 2.2.2 Определение максимального рабочего давления

По напорным характеристикам насосов вычисляется рабочее давление в МПа из условия:

$$P_{НПС} = \rho \cdot g \cdot (m_{HM} \cdot H_{HM} + H_{НПВ}), \quad (4)$$

где  $\rho$  – расчетное значение плотности, кг/м<sup>3</sup>;

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

$m_{HM}$  – количество работающих насосов магистральных, равное 3 шт.;

$H_{HM}$  – напор, создаваемый насосами магистральными, м;

$H_{НПВ}$  – напор, создаваемый насосами подпорными, м.

По формуле (4) получаем:

$$P_{НПС} = 860 \cdot 9,81 \cdot (3 \cdot 232 + 50,47) = 6,298 \text{ МПа.}$$

### 2.2.3 Перерасчет характеристик насосов с воды на перекачиваемый продукт

Характеристики магистральных нефтяных насосов типа НМ и НПВ приведены в их паспортах в приложениях. Эти характеристики приводят при расчете их на воде. При изменении вязкости жидкости эти характеристики меняются, а точнее – ухудшаются. Для перерасчета характеристик насосов с воды на перекачиваемый продукт воспользуемся методикой, приведенной в учебном пособии П. И. Тугунова[5].

Формулы перерасчета параметров работы насоса на перекачиваемый продукт  $Q_n, H_n, \eta_n$  имеют следующий вид:

$$Q_n = Q_в \cdot k_Q; \quad (5)$$

$$H_n = H_в \cdot k_H; \quad (6)$$

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

где  $Q_в, H_в, \eta_в$  – соответственно, производительность, (для НМ: 1800 м<sup>3</sup>/ч, для НПВ: 600 м<sup>3</sup>/ч), напор, (для НМ: 225 м, для НПВ: 60 м), КПД, (для НМ: 83%, для НПВ: 77%) принятые из паспорта на насос

$k_Q, k_H, k_\eta$  – коэффициенты пересчета, соответственно, напора, подачи и КПД насоса с воды на перекачиваемый продукт.

Для вычисления коэффициентов пересчета напора, подачи и КПД с воды на перекачиваемый продукт используются следующие формулы:

$$k_H = 1 - 0,128 \cdot \lg \frac{Re_n}{Re_в}; \quad (8)$$

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

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

где  $\text{Re}_n$  – переходное число Рейнольдса, соответствующее режиму течения жидкости в выходном патрубке насоса, ед;

$\text{Re}_n$  – число Рейнольдса, определяющее режим течения жидкости в спиральном отводе насоса, ед;

$\text{Re}_{sp}$  – граничное значение числа Рейнольдса, определяющее режим течения жидкости в отводе нагнетательной линии, ед;

$\alpha_\eta$  – эмпирической поправочный коэффициент, ед.

Перерасчет характеристик насосов НМ с воды на перекачиваемый продукт. Число Рейнольдса в следующей записи [5], используется в методике пересчета характеристик магистральных центробежных насосов в качестве параметра, которое характеризует ее течение в колесе:

$$\text{Re}_n = \frac{n \cdot D_2^2}{\nu}, \quad (11)$$

где  $D_2$  – большой диаметр рабочего колеса, равный 0,405 м и 0,4 м для выбранного насоса НМ и НПВ соответственно[4];

$n$  – частота вращения рабочего колеса, об/мин, равная 3000 об/мин и 1485 об/мин для выбранного насоса НМ и НПВ соответственно [4];

$\nu$  – кинематическая вязкость продукта, м<sup>2</sup>/с.

Определим по формуле (11) число Рейнольдса, определяющее режим течения жидкости в спиральном отводе насоса:



$$\text{Re}_n = \frac{3000 \cdot 0,405^2}{60 \cdot 150 \cdot 10^{-6}} = 54675.$$

Пересчет паспортных напора  $H_g$  и подачи  $Q_g$  насоса с воды на перекачиваемый продукт необходим лишь в том случае, когда величина  $\text{Re}_n$  не превышает величину переходного числа Рейнольдса  $\text{Re}_n$ , определим  $\text{Re}_n$  по формуле [5]:

$$\text{Re}_n = 3,16 \cdot 10^5 \cdot n_s^{-0,305}, \quad (12)$$

где  $n_s$  – коэффициент быстроходности насоса, равный 93 и 127 для выбранного насоса НМ и НПВ соответственно.

Определим переходное число Рейнольдса  $\text{Re}_n$  по формуле (12):

$$\text{Re}_n = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 93^{-0,305} = 79305.$$

То есть  $\text{Re}_n = 79305 > \text{Re}_n = 54675$ , пересчет напора и подачи насоса с воды на перекачиваемый продукт необходим.

Необходимо вычислить коэффициенты пересчета напора  $k_H$  и подачи насоса  $k_Q$  с воды на перекачиваемый продукт по формулам (8) и (9) соответственно:

$$k_H = 1 - 0,128 \cdot \lg \frac{79305}{54675} = 0,98;$$

$$k_Q = 0,98^{1,5} = 0,97.$$

Определим подачу и напор насоса НМ, перекачивающего нефтепродукт, по формулам (5) и (6) соответственно:

$$Q_n = 1800 \cdot 0,97 = 1744,47 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$H_n = 225 \cdot 0,98 = 220,35 \text{ м.}$$

Пересчет КПД насоса с воды на перекачиваемый продукт необходим в том случае, когда величина  $Re_n$  меньше граничного числа Рейнольдса  $Re_{ep}$ , по формуле:

$$Re_{ep} = 0,224 \cdot 10^5 \cdot n_s^{0,384} = 0,224 \cdot 10^5 \cdot 93^{0,384} = 128734, \quad (13)$$

где  $n_s$  – то же, что и в формуле (12).

То есть  $Re_{ep} = 127687 > Re_n = 54675$ , требуется перерасчет КПД насоса с воды на перекачиваемый продукт.

Определим эмпирический поправочный коэффициент  $\alpha_\eta$ , по формуле:

$$\alpha_\eta = 1,33 \cdot n_s^{-0,326} = 1,33 \cdot 93^{-0,326} = 0,303, \quad (14)$$

где  $n_s$  – то же, что и в формуле (12).

Вычислим коэффициент пересчета КПД насоса с воды на перекачиваемый продукт  $k_\eta$  по формуле (10):

$$k_\eta = 1 - 0,303 \cdot \lg \frac{127687}{54675} = 0,888.$$

Определим КПД насоса для перекачиваемого продукта  $\eta_n$  по формуле (7):

$$\eta_n = 83 \cdot 0,888 = 73,7 \% = 0,737 \text{ ед.}$$

Определим по формуле (11) число Рейнольдса, определяющее режим течения жидкости насоса НПВ600-60:

$$Re_n = \frac{1485 \cdot 0,4^2}{60 \cdot 150 \cdot 10^{-6}} = 26400.$$

Определим переходное число Рейнольдса  $Re_n$  по формуле (12):

$$Re_n = 3,16 \cdot 10^5 \cdot 127^{-0,305} = 72115.$$

То есть  $Re_n = 72115 > Re_n = 26400$ , требуется пересчет напора и подачи подпорного насоса.

Вычислим коэффициент пересчета напора насоса  $k_H$  по формуле (8):

$$k_H = 1 - 0,128 \cdot \lg \frac{72115}{26400} = 0,944.$$

Вычислим коэффициент пересчета подачи насоса  $k_Q$  по формуле (9):

$$k_Q = 0,944^{1,5} = 0,917.$$

Определим подачу и напор насоса НПВ по формулам (5) и (6) соответственно:

$$Q_n = 600 \cdot 0,917 = 550,43 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$H_n = 60 \cdot 0,944 = 56,65 \text{ м.}$$

Пересчет КПД насоса с воды на перекачиваемый продукт нужен в том случае, когда величина  $Re_n$  меньше граничного числа Рейнольдса  $Re_{zp}$ , по формуле (13):

$$Re_{zp} = 0,224 \cdot 10^5 \cdot 127^{0,384} = 143916.$$

То есть  $Re_{zp} = 143916 > Re_n = 26400$ , требуется перерасчет КПД насоса с воды на перекачиваемый продукт.

Определим эмпирический поправочный коэффициент  $\alpha_\eta$ , по формуле (14):

$$\alpha_\eta = 1,33 \cdot 127^{-0,326} = 0,274.$$

Вычислим коэффициент пересчета КПД насоса с воды на перекачиваемый продукт  $k_\eta$  по формуле (10):

$$k_\eta = 1 - 0,274 \cdot \lg \frac{143916}{26400} = 0,798.$$

Определим КПД насоса для перекачиваемого продукта  $\eta_n$  по формуле (7):

$$\eta_n = 77 \cdot 0,798 = 61,5\% = 0,615$$

## 2.2.4 Определение мощности, потребляемой насосами

Мощность, которую потребляют насосы, определяют по формуле:

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

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

$Q$  – проектная пропускная способность, м<sup>3</sup>/ч;

$H$  – расчетный напор насоса, м;

$\rho$  – плотность перекачиваемого продукта, кг/м<sup>3</sup>;

367 – число дней в году с запасом 2 дня на возможные режимы насоса с большей производительностью, сутки;

$\eta$  – коэффициент полезного действия насоса с учетом пересчета.

Перекачке продукции в работе НППС находятся три подпорных ( $Q_p = 493,72$  м<sup>3</sup>/ч,  $H_{НПВ} = 50,47$  м,  $\eta_n = 0,615$ ) и три магистральных насоса ( $Q_p = 1481,17$  м<sup>3</sup>/ч,  $H_{НМ} = 232$  м,  $\eta_n = 0,737$ ). В этом случае мощность, потребляемая насосами, вычисляемая по формуле (15), будет равна:

$$N_{II} = \left( \frac{3 \cdot 1481,17 \cdot 232}{367 \cdot 0,737} + \frac{3 \cdot 493,72 \cdot 50,47}{367 \cdot 0,615} \right) \cdot 860 = 3562 \text{ кВт}.$$

## 2.2.5 Расчет электроэнергии за расчетный период

Согласно РД-75.180.00-КТН-198–09[3], расход электроэнергии за расчетный период на перекачку нефтепродуктов определяется по формуле, кВт·ч/год:

$$N_G = \frac{G \cdot \sum H \cdot 1,03}{367 \cdot \eta_n \cdot \eta_{\text{эд}}} + N_B + N_L, \quad (16)$$

где  $G$  – расчетный объем перекачки, т/год;

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

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

$\eta_n$  – значение КПД насосов с учетом пересчета на вязкость, ед;

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

$N_B$  – расход электроэнергии на собственные нужды НПС и вспомогательные установки площадки НППС, кВт·ч/год ;

$N_L$  – расход электроэнергии на личные нужды линейной части (ЛЧ) МТ, систему электрохимической защиты трубопровода и кабеля связи от коррозии.

Согласно РД 153-39.4-113–01 [2] расход электроэнергии на собственные нужды на одну промежуточную НППС для рассматриваемого примера (п. 1) будет равен  $2060 \cdot 10^3$  кВт·ч/год .

Расход электроэнергии за расчетный период на перекачку продукта для заданных условий составит согласно формуле:

$$N_G = \frac{\left( \frac{10 \cdot 10^6 \cdot 1,03 \cdot 3 \cdot 232}{367 \cdot 0,737 \cdot 0,95} + \frac{10 \cdot 10^6 \cdot 1,03 \cdot 50,47}{367 \cdot 0,615 \cdot 0,95} \right)}{1000} + 2060 + 15 \cdot \frac{100}{100} = 32393 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

## 2.2.6 Объем резервуарного парка

Объем резервуарного парка  $V_{pn}$  насосной станции при перекачке продукции определяется по формуле согласно РД 153-39.4-113 – 01[2] и РД-75.180.00-КТН-198 – 09 [3]:

$$V_{pn} = \frac{T_{nc}}{\eta_{исн}} \cdot q_{сут} = T_{nc} \cdot \frac{G \cdot 10^9}{\eta_{исн} \cdot 350 \cdot \rho}, \quad (17)$$

где  $T_{nc}$  – требуемый запас времени работы участка трубопровода, сутки;

$\eta_{исн}$  – коэффициент использования полезной емкости резервуара по отношению к строительному номиналу;

$q_{сут}$  – суточная производительность трубопровода, м<sup>3</sup>/ч;

$\rho$  – плотность перекачиваемой жидкости, кг/м<sup>3</sup>;

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

Согласно РД 153-39.4-113–01 [2] и РД-75.180.00-КТН-198–09 [3] принимаем  $T_{nc} = 1,5$  сут.,  $\eta_{исн} = 0,79$ .

Определим объем резервуарного парка  $V_{pn}$  НПС по формуле (17):

$$V_{pn} = 1,5 \cdot \frac{10 \cdot 10^9}{0,79 \cdot 350 \cdot 860} = 63080,87 \text{ м}^3 \approx 64 \text{ тыс. м}^3.$$

Исходя из величины объема РП, он будет состоять из следующих резервуаров:

- четырех РВСП объемом по 18 тыс. м<sup>3</sup> каждый;
- двух РВСП объемом по 5 тыс. м<sup>3</sup> каждый (для последующей отправки продукта в пункт налива).

### 2.3 Расчет параметров наливной станции

Планируется налив железнодорожных вагонов-цистерн типа 15-1443 в количестве 20 шт. Наливаемая продукция – АИ-92 с динамической вязкостью 0,648 мПа\*с и плотностью 760 кг/м<sup>3</sup>. Длина всасывающей линии «резервуар – насос»  $l_{вс.} = 270$  м. На всасывающей линии имеются: 1 выход из резервуара, 4 задвижки, 4 плавных поворота под углом 90°, 1 фильтр и 9 тройников. Длина напорной линии «насос – коллектор»  $l_{нап.} = 200$  м. На напорной линии имеются 3 задвижки, 1 обратный клапан, 1 тройник. Расстояние между стояками налива 12 м. Геометрические параметры стояка приведены на схеме (рис. 2). Геометрическая длина стояка  $l_{ст.} = 10$  м, условные диаметры стояка и гофрированного рукава равны 0,1 м. Разность геодезических отметок нижней образующей цистерны и насоса  $\Delta z_{ц-н} = z_{ц} - z_{н} = 10$  м; насоса и дна резервуара  $\Delta z_{п-н} = z_{п} - z_{н} = 0$  м. Расчеты системы налива (рис. 3) и подбор насосно-силового оборудования осуществляется по РД 153-39.4-113 – 01 [2], учебному пособию [5] и ВНТП 5 – 95 [6].

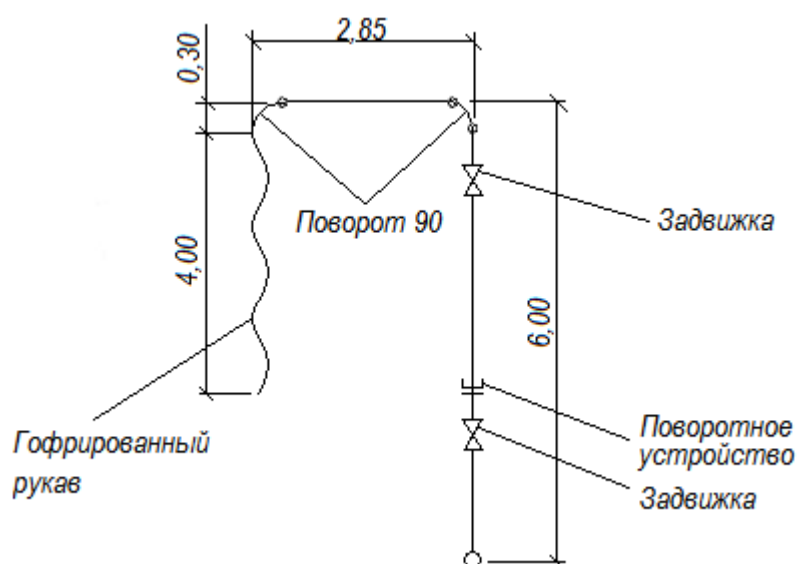


Рисунок 2 – Схема стояка налива



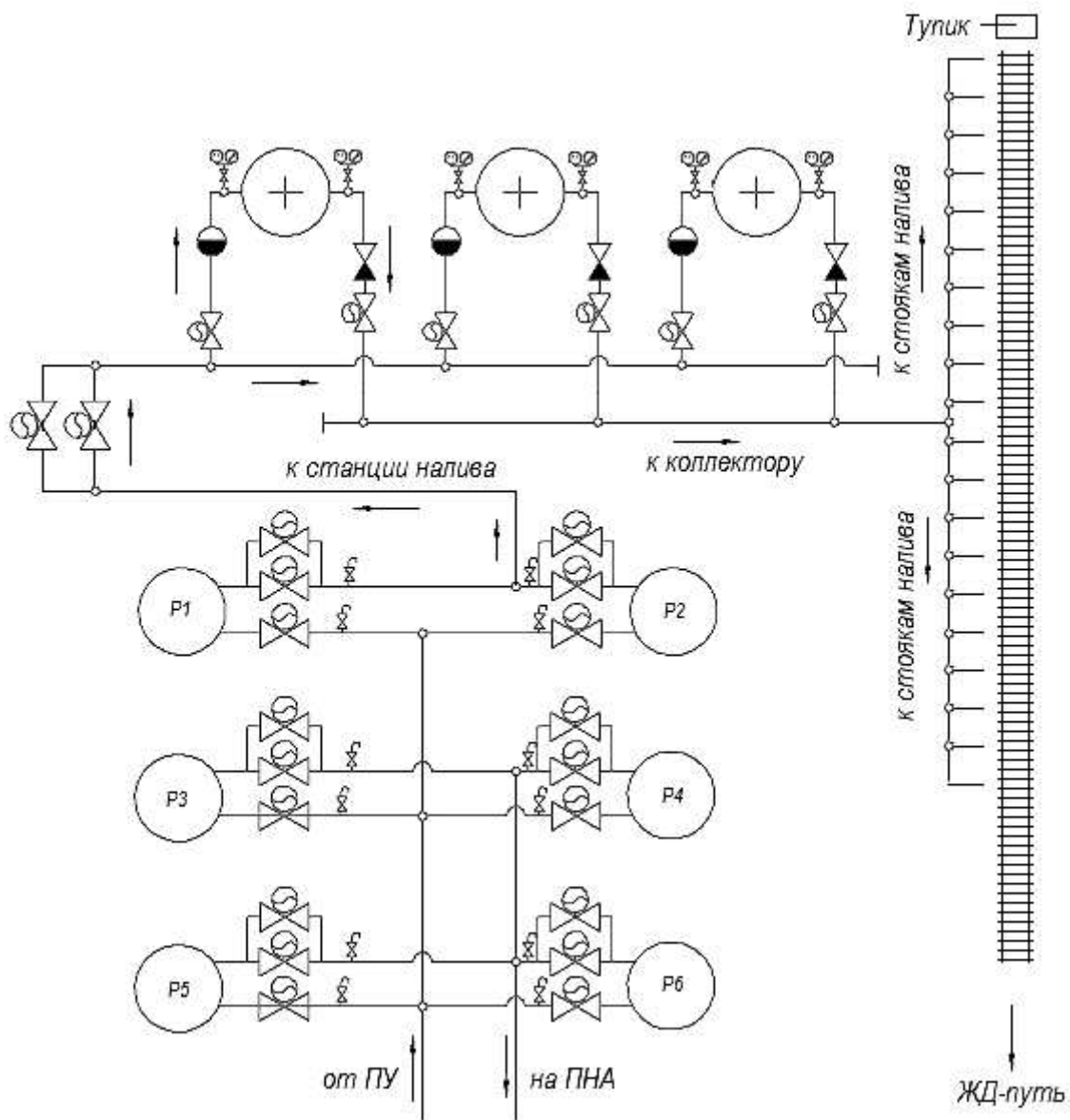


Рисунок 3 – Схема налива

1) Расход в одном стояке налива:

$$Q_{ст} = \frac{V_{ц}}{t_{сл}}, \quad (18)$$

где  $V_{ц}$  – полезный объем железнодорожного вагона-цистерны (для цистерн типа 15-1443  $V_{ц} = 71,7 \text{ м}^3$ );

$t_{ст}$  – время налива железнодорожного вагона-цистерны (согласно норм ВНТП 5-95 время налива составляет 80 минут, т.е 1,33 часа).

$$Q_{ст} = \frac{71,7}{1,33} = 54 \text{ м}^3/\text{ч} = 0,015 \text{ м}^3/\text{с}.$$

2) Общий расход в системе налива:

$$Q = n_{ст} \cdot Q_{ст}, \quad (19)$$

где  $n_{ст}$  – количество стояков налива, соответствующее количеству железнодорожных вагонов-цистерн.

$$Q = 20 \cdot 0,015 = 0,3 \text{ м}^3/\text{с}.$$

3) Расчетный диаметр всасывающего трубопровода (трубопровод «резервуар – насос»):

$$d_{вс.} = \sqrt{\frac{4Q}{\pi v_{вс.}}}, \quad (20)$$

где  $v_{вс.}$  – рекомендуемая скорость продукции в линии всасывания (принимается согласно табл. 2).

Кинематическая вязкость жидкости в  $\text{мм}^2/\text{с}$  составляет:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}, \quad (21)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость,  $\text{мПа} \cdot \text{с}$  ( $\mu = 0,648 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ );

$\rho$  – плотность,  $\text{кг}/\text{м}^3$  ( $\rho = 760 \text{ кг}/\text{м}^3$ ).

$$v = \frac{0,648}{0,76} = 0,85 \text{ мм}^2/\text{с}.$$

Таблица 2 – Рекомендуемые скорости течения жидкости в трубопроводе

Кинематическая вязкость жидкости, мм <sup>2</sup> /с	Рекомендуемая скорость, м/с	
	линия всасывания	линия нагнетания
1	2	3
менее 11,5	1,5	2,5
11,5...27,7	1,3	2,0
27,7...72,5	1,2	1,5
72,5...145,9	1,1	1,2
145,9...438,5	1,0	1,1
438,5...877,2	0,8	1,0

$$d_{\text{вс.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,30}{3,14 \cdot 1,5}} = 0,505 \text{ м}.$$

По таблице 3 выбираем трубопровод со стандартным диаметром. Останавливаемся на трубопроводе с всасывающей линии диаметром 530 и толщиной стенки 8 мм.

Внутренний диаметр:

$$d_{\text{вс.вн.}} = 0,530 - 2 \cdot 0,08 = 0,514 \text{ м}.$$

4) Скорость течения продукта во всасывающей линии:

$$v_{\text{вс.}} = \frac{4Q}{\pi d_{\text{вс.вн.}}^2}, \quad (22)$$

$$v_{\text{вс.}} = \frac{4 \cdot 0,30}{3,14 \cdot 0,514^2} = 1,458 \text{ м/с}.$$

Таблица 3 – Сортамент труб в соответствии с ГОСТ 20295–85[7]

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Характеристика материала трубы			Коэффициент надежности по материалу
		марка стали	предел прочности, $\sigma_{вр.}$ , МПа	предел текучести, $\sigma_{т.}$ , МПа	
1	2	3	4	5	6
159	4; 4,5; 5; 5,5	К34	340	210	1,47
168	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7	К38	380	240	1,47
219	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8	К42	420	250	1,47
273	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8	К50	500	350	1,47
325	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9	К52	520	360	1,47
351	4; 4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	К55	650	380	1,47
377	4,5; 5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	К55	650	380	1,47
426	5; 5,5; 6; 7; 8; 9; 10	К55	650	380	1,47
530	8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	8ГБЮ;	510	350	1,4
630	8; 9; 10; 11; 12	12Г2С	490	343	1,4
720	8; 9; 10; 11; 12; 13; 14	08ГБЮ;	510	350	1,4
820	9; 10; 11; 12; 13; 14	12ГСБ	510	350	1,4
1020	8; 9; 10; 11; 12	13 Г1С-У	540	390	1,34
1220	10; 11; 12; 13; 14; 15; 16	12ГСБ	510	350	1,4

5) Число Рейнольдса во всасывающей линии:

$$Re_{вс.} = \frac{v_{вс.} \cdot d_{вс.}}{\nu}; \quad (23)$$

$$Re_{вс.} = \frac{1,458 \cdot 0,514}{0,85 \cdot 10^{-6}} = 881176,47.$$

В данном случае это турбулентный режим.

б) Эквивалентная шероховатость труб применяется на перспективу  $K_s = 0,2$  мм. Следовательно, относительная шероховатость труб:

$$\varepsilon_{\text{вс.}} = \frac{K_3}{d_{\text{вс.вн.}}} ; \quad (24)$$

$$\varepsilon_{\text{вс.}} = \frac{0,2}{514} = 0,000389 .$$

7) Числа Рейнольдса на границах зон турбулентного режима:

$$\text{Re}_1 = \frac{10}{\varepsilon} ; \quad \text{Re}_2 = \frac{500}{\varepsilon} . \quad (25)$$

$$\text{Re}_1 = \frac{10}{0,000389} = 25700 ; \quad \text{Re}_2 = \frac{500}{0,000389} = 1285000 .$$

Режим течения жидкости – турбулентный, переходная зона.

$$\lambda_{\text{кол.}} = \lambda_{\text{нап.}} = 0,01617 .$$

8) Согласно табл. 4 формула расчета коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{68}{\text{Re}} + \varepsilon \right)^{0,25} . \quad (26)$$

$$\lambda_{\text{вс.}} = 0,11 \left( \frac{68}{881176,47} + 0,000389 \right)^{0,25} = 0,01617 .$$

9) Приведенная длина всасывающей линии:

$$l_{\text{пр.вс.}} = l_{\text{вс.}} + \sum \xi_{\text{вс.}} \frac{d_{\text{вс.вн.}}}{\lambda_{\text{вс.}}} , \quad (27)$$

где  $\sum \xi_{\text{вс.}}$  – сумма всех коэффициентов местных сопротивлений на линии всасывания (принимается согласно табл. 5);

$l_{\text{вс.}}$  – длина всасывающей линии «резервуар – насос», м.

Таблица 4 – Формулы расчета коэффициента гидравлического сопротивления

Режим течения	Число Рейнольдса	Формула	Коэффициент $m$
1	2	3	4
Ламинарный режим	$Re < 2300$	$\lambda = \frac{64}{Re}$	$m = 1$
Переходный режим	$2300 < Re < 4000$	Проектирование трубопровода не рекомендуется	
Турбулентный режим	Зона Блазиуса $4000 < Re < \frac{10}{\varepsilon}$	$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}}$	$m = 0,25$
	Переходная зона $\frac{10}{\varepsilon} < Re < \frac{500}{\varepsilon}$	$\lambda = 0,11 \left( \frac{68}{Re} + \varepsilon \right)^{0,25}$	$m = 0,125$
	Квадратичная зона $Re > \frac{500}{\varepsilon}$	$\lambda = 0,11(\varepsilon)^{0,25}$	$m = 0$

Таблица 5 – Коэффициенты местного сопротивления

Вид сопротивления	Коэффициент местного сопротивления $\xi$
1	2
Задвижка	0,15
Поворотное устройство стояка налива	2,00
Тройник	0,32
Поворот 90 °	0,23
Выход из резервуара	1,00
Фильтр	1,70

$$\sum \xi_{вс.} = n_{в.в.} \cdot \xi_{в.в.} + n_{90} \cdot \xi_{90} + n_{з.д.в.} \cdot \xi_{з.д.в.} + n_{ф.} \cdot \xi_{ф.} + n_{т.р.} \cdot \xi_{т.р.}; \quad (28)$$

$$\sum \xi_{вс.} = 1 \cdot 1 + 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,23 + 1 \cdot 1,7 + 9 \cdot 0,32 = 12,2;$$

$$l_{пр.вс.} = 270 + 12,2 \frac{0,514}{0,01617} = 657,8 \text{ м.}$$

10) Потери напора на всасывающей линии:

$$h_{вс.} = \lambda_{вс.} \frac{l_{пр.вс.}}{d_{вс.вн.}} \cdot \frac{v_{вс.}^2}{2g}; \quad (29)$$

$$h_{\text{вс.}} = 0,0245 \cdot \frac{525,7}{0,514} \cdot \frac{1,444^2}{2 \cdot 9,81} = 2,666 \text{ м.}$$

11) Расчетный диаметр напорного трубопровода (трубопровод «насос – коллектор»):

$$d_{\text{нап.}} = \sqrt{\frac{4Q}{\pi v_{\text{нап.}}}}, \quad (30)$$

где  $v_{\text{нап.}}$  – рекомендуемая скорость продукции в напорной линии (принимается согласно табл. 1).

$$d_{\text{нап.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,30}{3,14 \cdot 2,0}} = 0,437 \text{ м.}$$

По таблице 3 необходимо выбрать трубопровод со стандартным диаметром.

Имеем трубопровод напорной линии диаметром 426 и толщиной стенки 6 мм.

Внутренний диаметр:

$$d_{\text{нап.вн.}} = 0,426 - 2 \cdot 0,06 = 0,414 \text{ м.}$$

12) Скорость течения продукта в напорной линии:

$$v_{\text{нап.}} = \frac{4Q}{\pi d_{\text{нап.вн.}}^2}, \quad (31)$$

$$v_{\text{вс.}} = \frac{4 \cdot 0,30}{3,14 \cdot 0,414^2} = 2,226 \text{ м/с.}$$

13) Число Рейнольдса во всасывающей линии:

$$\text{Re}_{\text{нап.}} = \frac{v_{\text{нап.}} d_{\text{нап.}}}{\nu}; \quad (32)$$

$$\text{Re}_{\text{вс.}} = \frac{2,666 \cdot 0,414}{0,85 \cdot 10^{-6}} = 1298824.$$

В данном случае это турбулентный режим.

14) Эквивалентная шероховатость труб:

$$\varepsilon_{\text{вс.}} = \frac{K_s}{d_{\text{нап.вн.}}}; \quad (33)$$

$$\varepsilon_{\text{вс.}} = \frac{0,2}{414} = 0,000483.$$

15) Числа Рейнольдса на границах зон турбулентного режима:

$$\text{Re}_1 = \frac{10}{\varepsilon}; \quad \text{Re}_2 = \frac{500}{\varepsilon}. \quad (34)$$

$$\text{Re}_1 = \frac{10}{0,000483} = 20700; \quad \text{Re}_2 = \frac{500}{0,000483} = 1035000.$$

Следовательно, режим течения жидкости – турбулентный, квадратичная зона.

16) Согласно табл. 4 формула расчета коэффициента гидравлического сопротивления:

$$\lambda = 0,11(\varepsilon)^{0,25}; \quad (35)$$



$$\lambda_{\text{вс.}} = 0,11(0,000483)^{0,25} = 0,01628.$$

17) Приведенная длина напорной линии:

$$l_{\text{пр.нап.}} = l_{\text{нап.}} + \sum \xi_{\text{нап.}} \frac{d_{\text{нап.вн.}}}{\lambda_{\text{нап.}}}, \quad (36)$$

где  $\sum \xi_{\text{нап.}}$  – сумма всех коэффициентов местных сопротивлений на напорной линии всасывания (принимается согласно табл. 5);

$l_{\text{нап.}}$  – длина напорной линии «насос – коллектор», м.

$$\sum \xi_{\text{нап.}} = n_{\text{зав.}} \cdot \xi_{\text{зав.}} + n_{\text{тр.}} \cdot \xi_{\text{тр.}} + n_{\text{ок.}} \cdot \xi_{\text{ок.}}; \quad (37)$$

$$\sum \xi_{\text{нап.}} = 3 \cdot 0,15 + 1 \cdot 0,32 + 1 \cdot 0,15 = 0,92;$$

$$l_{\text{пр.нап.}} = 200 + 0,92 \frac{0,414}{0,0237} = 216,1 \text{ м.}$$

18) Потери напора на напорной линии:

$$h_{\text{нап.}} = \lambda_{\text{вс.}} \frac{l_{\text{пр.вс.}}}{d_{\text{вс.вн.}}} \cdot \frac{v_{\text{вс.}}^2}{2g}; \quad (38)$$

$$h_{\text{нап.}} = 0,0237 \cdot \frac{216,1}{0,414} \cdot \frac{2,226^2}{2 \cdot 9,81} = 3,125 \text{ м.}$$

19) Расчетный диаметр коллектора:

$$d_{\text{кол.}} = \sqrt{\frac{4Q}{\pi v_{\text{кол.}}}}, \quad (39)$$

где  $v_{\text{кол.}}$  – рекомендуемая скорость продукции в коллекторе, как для напорной линии (принимается согласно табл. 2).

$$d_{\text{кол.}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,30}{3,14 \cdot 2,5}} = 0,391 \text{ м.}$$

Имеем трубопровод коллектора диаметром 426 и толщиной стенки 6 мм.

Внутренний диаметр:

$$d_{\text{нап.вн.}} = 0,426 - 2 \cdot 0,06 = 0,414 \text{ м.}$$

20) Поскольку диаметры напорной линии и коллектора оказались равными, то и режим течения продукта будет одинаковый:

$$v_{\text{кол.}} = v_{\text{нап.}} = 2,226 \text{ м/с.}$$

$$\text{Re}_{\text{кол.}} = \text{Re}_{\text{нап.}} = 1298824.$$

$$\varepsilon_{\text{кол.}} = \varepsilon_{\text{нап.}} = 0,000483.$$

Режим течения жидкости – турбулентный, квадратичная зона.

$$\lambda_{\text{кол.}} = \lambda_{\text{нап.}} = 0,01628.$$

21) Приведенная длина коллектора:

$$l_{\text{пр.кол.}} = l_{\text{кол.}} + \sum \xi_{\text{кол.}} \frac{d_{\text{кол.вн.}}}{\lambda_{\text{кол.}}}, \quad (40)$$

где  $\sum \xi_{\text{кол.}}$  – сумма всех коэффициентов местных сопротивлений в коллекторе (принимается согласно табл. 5);

$l_{\text{кол.}}$  – длина коллектора, м.

$$l_{\text{кол.}} = l_{\text{м.с.}} \cdot n_{\text{ст}}, \quad (41)$$

где  $l_{\text{м.с.}}$  – расстояние между стояками ( $l_{\text{м.с.}} = 12$  м);

$n_{\text{ст}}$  – количество стояков, шт.

$$\sum \xi_{\text{кол.}} = n_{\text{тр.}} \cdot \xi_{\text{тр.}}; \quad (42)$$

Поскольку напорная линия врезается в середину коллектора, то следует учитывать половину сопротивлений, т.е.  $n_{\text{ст}} = 10$  шт и  $n_{\text{тр.}} = 10$  шт.

$$l_{\text{кол.}} = 12 \cdot 10 = 120 \text{ м};$$

$$\sum \xi_{\text{кол.}} = 10 \cdot 0,32 = 3,2;$$

$$l_{\text{пр.вс.}} = 120 + 3,2 \frac{0,414}{0,01628} = 201,38 \text{ м}.$$

22) Потери напора в коллекторе:

$$h_{\text{кол.}} = \lambda_{\text{кол.}} \frac{l_{\text{пр.кол.}}}{d_{\text{кол.вн.}}} \cdot \frac{v_{\text{кол.}}^2}{2g}; \quad (43)$$

$$h_{\text{кол.}} = 0,01628 \cdot \frac{201,38}{0,414} \cdot \frac{2,226^2}{2 \cdot 9,81} = 2,002 \text{ м}.$$

23) Скорость течения продукта в стояке налива:

$$v_{\text{ст.}} = \frac{4Q_{\text{ст.}}}{\pi d_{\text{ст.}}^2}, \quad (44)$$

где  $d_{\text{ст.}}$  – диаметр стояка налива, м ( $d_{\text{ст.}} = 0,1$  м);

$$v_{\text{ст.}} = \frac{4 \cdot 0,015}{3,14 \cdot 0,1^2} = 1,908 \text{ м/с.}$$

24) Число Рейнольдса в стояке налива:

$$\text{Re}_{\text{ст.}} = \frac{v_{\text{ст.}} \cdot d_{\text{ст.}}}{\nu}; \quad (45)$$

$$\text{Re}_{\text{ст.}} = \frac{1,908 \cdot 0,1}{150 \cdot 10^{-6}} = 8404.$$

В данном случае это турбулентный режим.

25) Эквивалентная шероховатость труб:

$$\varepsilon_{\text{ст.}} = \frac{K_3}{d_{\text{ст.вн.}}}; \quad (46)$$

$$\varepsilon_{\text{ст.}} = \frac{0,2}{100} = 0,002.$$

26) Числа Рейнольдса на границах зон турбулентного режима:

$$\text{Re}_1 = \frac{10}{\varepsilon}; \quad \text{Re}_2 = \frac{500}{\varepsilon}. \quad (47)$$

$$\text{Re}_1 = \frac{10}{0,002} = 5000 \quad ; \quad \text{Re}_2 = \frac{500}{0,002} = 250000$$

Следовательно, режим течения жидкости – турбулентный, переходная зона.

27) Согласно табл. 4 формула, по которой рассчитывается коэффициент гидравлического сопротивления в стояке налива:

$$\lambda = 0,11 \left( \frac{68}{\text{Re}} + \varepsilon \right)^{0,25} \quad ; \quad (48)$$

$$\lambda_{\text{ст.}} = 0,11 \left( \frac{68}{8404} + 0,002 \right)^{0,25} = 0,0349$$

28) Согласно табл. 4 формула, по которой рассчитывается коэффициент гидравлического сопротивления в гофрированном рукаве (шланге):

$$\lambda_{\text{ш}} = \frac{0,0125}{\sqrt[3]{d_{\text{у.ш.}}}} \quad , \quad (49)$$

где  $d_{\text{у.ш.}}$  – условный диаметр шланга ( $d_{\text{у.ш.}} = 0,1$  м).

$$\lambda_{\text{ш}} = \frac{0,0125}{\sqrt[3]{0,1}} = 0,0269$$

29) Потери напора в шланге стояка налива:

$$h_{\text{ш.}} = \lambda_{\text{ш.}} \cdot \frac{l_{\text{ш.}}}{d_{\text{у.ш.}}} \cdot \frac{v_{\text{ш.}}^2}{2g} \quad , \quad (50)$$

Здесь скорость течения жидкости в шланге такая же как и в стояке налива, т.е.  $v_{ш.} = v_{ст.}$ .

$$h_{ш.} = 0,0269 \frac{4}{0,1} \cdot \frac{1,908^2}{2 \cdot 9,81} = 0,200 \text{ м.}$$

30) Приведенная длина стояка налива:

$$l_{пр.ст.} = l_{ст.} + \sum \xi_{ст.} \frac{d_{ст.}}{\lambda_{ст.}}, \quad (51)$$

где  $\sum \xi_{ст.}$  – сумма всех коэффициентов местных сопротивлений в стояке налива (принимается согласно табл. 5);

$l_{ст.}$  – геометрическая длина всех труб стояка, м ( $l_{ст.} = 10$  м).

$$\sum \xi_{ст.} = n_{90} \cdot \xi_{90} + n_{зав.} \cdot \xi_{зав.} + n_{п.у.} \cdot \xi_{п.у.} + n_{тр.} \cdot \xi_{тр.} \quad (52)$$

$$\sum \xi_{ст.} = 2 \cdot 0,23 + 2 \cdot 0,15 + 1 \cdot 2,00 + 1 \cdot 0,32 = 3,08.$$

$$l_{пр.ст.} = 10 + 3,08 \frac{0,1}{0,0349} = 18,8 \text{ м.}$$

31) Потери напора в стояке налива:

$$h_{ст.} = \lambda_{ст.} \frac{l_{пр.ст.}}{d_{ст.}} \cdot \frac{v_{ст.}^2}{2g}; \quad (53)$$

$$h_{ст.} = 0,0349 \cdot \frac{18,8}{0,1} \cdot \frac{1,908^2}{2 \cdot 9,81} = 1,218 \text{ м.}$$

32) Разность геодезических отметок:

$$\Delta z = z_{\text{ц}} - z_{\text{п}}; \quad (54)$$

$$\Delta z = 10 - 0 = 10 \text{ м.}$$

33) Напор насоса должен составить:

$$H = \sum h_i + \Delta z, \quad (55)$$

где  $\sum h_i$  – сумма всех потерь напоров во всем тракте от резервуара до конца шланга, м.

$$H = h_{\text{вс.}} + h_{\text{нап.}} + h_{\text{кол.}} + h_{\text{ш.}} + h_{\text{ст.}} + \Delta z + h_{\text{нал}}; \quad (56)$$

$$H = 2,666 + 3,125 + 2,002 + 1,218 + 0,200 + 10 = 19,211 \text{ м/}$$

Итого имеем параметры насоса, не менее:

$$Q = 0,3 \cdot 3600 = 1080 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

$$H = 19,3 \text{ м.}$$

По данным параметрам подбираем насос типа 8НВВН с номинальной подачей 500 м<sup>3</sup>/ч и напором 28 м. Поскольку требуется производительность 1080 м<sup>3</sup>/ч, то к работе принимаем два параллельно подключенных насоса и один резервный.

### 3 Узел подключения станции

Подключение станции к ЛЧ МТ и ее отключение в случае необходимости, обеспечивает узел подключения станции (УПС).

Учитывая условия обеспечения безопасной работы, технических условий на подключение и возможности приема в магистральный трубопровод запрашиваемых объемов подкачки продукта, принимают решение по выбору точки подключения НППС к трубопроводу в каждом определенном случае. Магистральный трубопровод требует очистку и диагностику его внутренней поверхности, поэтому в состав магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода входят узлы пуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики (СОД)[8, 9], выполняющие следующие функции:

- пропуск внутритрубных очистных, диагностических, герметизирующих и разделительных устройств;
- пуск внутритрубных очистных, диагностических и разделительных устройств;
- прием внутритрубных очистных, диагностических, герметизирующих и разделительных устройств.

Камеры для запуска и приема очистных и диагностических средств (КПП СОД) должны располагаться в местах соединения станций. Пусковой и приемный узлы СОД должны устанавливаться на НППС с учетом максимального развития трубопровода с расстоянием между ними не более 280 км. Помимо камер пуска/приема СОД узел подключения включает несколько задвижек и трубопроводную обвязку, количество и состав которых на разных станциях различно. Но в состав УПС любой перекачивающей станции всегда входят: секущие задвижки, которые обеспечивают подключение НППС к трубопроводу или отключение НППС от трубопровода (при необходимости они автоматически закрываются); задвижки, обеспечивающие транзит продукции (пропускают поток продукта через узел подключения станции при закрытых секущих задвижках), при этом в линию транзита монтируется обратный



клапан; задвижки, обеспечивающие заправку и пуск СОД, и задвижки, обеспечивающие прием СОД и его извлечение из трубопровода.

На данной НППС предусмотрен вариант УПС с узлами пуска и приема СОД (рисунок 4).

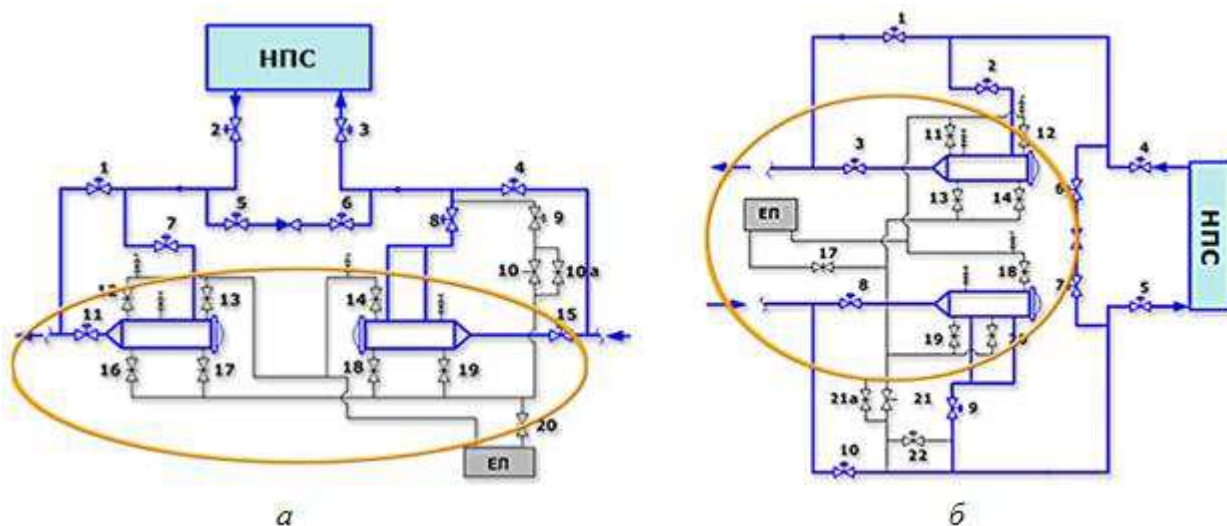


Рисунок 4 – Узел подключения станции с узлом пуска/приема СОД: *а* – с соосным расположением КПП; *б* – параллельным расположением КПП; 1 – 22 – номера задвижек в соответствии с технологической схемой НППС

Такие станции могут быть выполнены с соосным или параллельным расположением камер пуска/приема (КПП СОД).

#### 4 Фильтры-грязеуловители

Согласно п. 9.2.7 и 9.2.8 РД 153-39.4-113 – 01 [2] блок фильтров-грязеуловителей для предварительной грубой очистки должен устанавливаться на входе в узел учета продукта. А на входе в измерительные линии устанавливаются фильтры тонкой очистки.

Фильтры-грязеуловители (ФГУ) используются для очистки перекачиваемой среды от посторонних предметов, механических примесей, парафино-смолистых отложений, глины и окалина, которые образуются во

время ремонта и эксплуатации ЛЧ МТ и технологического оборудования, трубопроводов и резервуаров перекачивающих станций МТ (рисунок 5).



Рисунок 5 – Горизонтальные фильтры-грязеуловители

Фильтры-грязеуловители устанавливаются на входе НППС. Фильтры-грязеуловители вертикальные по устройству (внутреннему) подразделяются на: фильтры сетчатые дренажные, фильтры-решетки и фильтры щелевые дренажные. Фильтры-решетки используются для установки перед подпорными насосами; фильтры сетчатые дренажные и фильтры щелевые дренажные – для установки, непосредственно, перед оборудованием НППС.

Состояние фильтров при их эксплуатации контролируется при помощи датчика перепада давления (рис. 6). При перепаде давления выше 0,05 МПа (0,5 кгс/см<sup>2</sup>) производят чистку фильтра. Для этого необходимо отключить фильтр, закрыв задвижки, среда дренирует в погружную емкость (ЕП) через дренажный патрубок, и механические скопления удаляются через люк. Если перепад давления менее 0,02 МПа (0,2 кгс/см<sup>2</sup>), то это указывает на полную неисправность фильтрующего элемента. После монтажа или очистки фильтра, необходимо зарегистрировать перепад давления на чистом фильтре-грязеуловителе, указав соответствующие на данный момент вязкости и пропускную способность [10].



Рисунок 6 – Блок манометров для контроля перепадов давления в фильтре-грязеуловителе

Система фильтров-грязеуловителей должна обязательно иметь в резерве не менее одного исправного фильтра.

## **5 Резервуарный парк**

Резервуарные парки применяются для обеспечения равномерности перекачки продукта, для приема продукта при аварийных или плановых остановках перекачки с целью проведения ремонтных работ, для проведения товарно-транспортных операций, включая возможное проведение процесса компаундирования (смешения разных партий продуктов).

Применяются резервуары типа РВС (со стационарной крышей без понтона), РВСП (со стационарной крышей и понтоном), РВСПК (с плавающей крышей) объемом по строительному номиналу от 1000 до 50000 м<sup>3</sup>.

Применение понтона значительно снижает выбросы в атмосферу испарений продукта, находящейся в резервуарах.

Выбор типа резервуара обуславливают характеристиками хранимого продукта (содержание серы и сероводорода, плотность давление насыщенных паров) и технологическим назначением (технологический резервуар – емкость, которая предназначена для приема, хранения, откачки или измерения объема продукта; резервуар для аварийного приема (сброса) продукта; резервуары – сборники системы сглаживания волны давления).

На резервуаре устанавливают следующее оборудование: клапан дыхательный; клапан предохранительный; прибор для замера уровня; пробоотборник; люк – лаз; кран сифонный; люк световой; пеногенератор; механизм управления хлопушкой с перепуском; хлопушку [1]

Оборудование резервуаров необходимо для обеспечения защиты от распространения огня, пожаротушения, технологических операций по выполнению в них масляных и их опорожнению, а также защиты от повышенного и пониженного давления в газовом пространстве. Перечень оборудования для различных типов танков установлен РД 153-39. 4-078. Применение компенсаторов для приема и распределения воды в для ограничения усилий, передаваемых в трубопроводах промышленных резервуаров, конструкция определяется в зависимости от диаметров подводящих труб, емкости резервуара и условий эксплуатации.

По делению общего полезного объема фермы нефтяных резервуаров делятся следующим образом:

- для головных НПС магистрального нефтепровода объем резервуаров рассчитывается в размере двух-трехдневной пропускной способности нефтепровода.

- НП среднего размера с резервуар, который расположен на границе производственных площадок, а также в местах, где поток нефти разделен между трубами, представляет собой штабель емкостью 0,3...0,5 пропускная способность нефтепровода должна обеспечиваться ежедневно;

- емкость резервуара при проведении приемо-сдаточных операций на НПС должна быть в пределах 1,0...1,5 суточная пропускная способность нефтепровода.

Полезная емкость (объем) резервуарного парка определяется в соответствии с таблицей 6 коэффициентом полезной емкости, который равен отношению объема резервуара к величине здания.

Полезный объем лотка рассчитан на стандартный верхний и нижний уровни, рассчитанный в соответствии с временем, необходимым для выполнения эксплуатационных работ.

Количество резервуаров на НПС определяется ежегодным заключением капитального ремонта в соответствии с утвержденным нормативным коэффициентом 7...12% вместимости в конструкции номинальной, с учетом единичной вместимости резервуаров. Один объем резервуара подбирается исходя из установки не менее двух аналогичных резервуаров на НПС, а в случае приема в эксплуатацию для данного резервуара – не менее трех аналогичных резервуаров [1, 4].

Таблица 6 – Коэффициенты использования емкости

Тип резервуара	Коэффициент использования емкости
1	2
Вертикальный стальной 5...10 тыс. м <sup>3</sup> без понтона	0,79
То же, с понтоном	0,76
Вертикальный стальной 20...100 тыс. м <sup>3</sup> без понтона	0,82
Вертикальный стальной 20...100 тыс. м <sup>3</sup> с понтоном	0,79
То же, с плавающей крышей	0,83
Железобетонный заглубленный 10...30 тыс. м <sup>3</sup> (для существующих резервуаров)	0,79

Для защиты резервуаров от переполнения и защиты технологических труб и фитингов от избыточного давления необходимо дополнительно

обеспечить пропускную способность резервуара в размере 2-часовой пропускной способности нефтепровода.

Проект должен обеспечить сброс нефти по специальной трубе из защитного оборудования на нефтебазу (не менее 2 цистерн) или 2 отдельных резервуара. А чтобы обеспечить надежную работу предохранительного устройства, необходимо предусмотреть средства для очистки сливной трубы.

Для снижения потерь нефти их следует применять к резервуарам с плавающими крышами или понтонами (использование других типов резервуаров требует выполнения технико-экономического обоснования).

При необходимости подогрев продукта обеспечивается системами рециркуляции с подогревом в теплообменниках или печах. Кроме того, при транспортировке нефти, которая требует подогрева, следует в проекте определить необходимость и вид теплоизоляции резервуаров и труб из огнеупорных материалов.

Схемы технологических трубопроводов резервуарных парков должны обеспечивать опорожнение резервуаров, коллекторов резервуарного парка и подпорной насосной с помощью подпорных или зачистных насосов, а также предусматривать проектные решения, исключая попадание газовоздушных пробок из подводящих трубопроводов в резервуары, оснащенные плавающими крышами или понтонами.

Внутри обвалования группы резервуаров допускается прокладка технологических трубопроводов, обслуживающих резервуары данной группы. Не допускается транзитная прокладка трубопроводов через соседние обвалования группы резервуаров. Устройство фланцевых соединений технологических трубопроводов и размещение задвижек в пределах обвалования (за исключением коренных) не допускается.

Конструктивные решения по ограждению каре резервуарных парков определяются технико-экономическим расчетом.

## **6 Насосный цех**

Перекачку продуктов производят магистральные насосные агрегаты (МНА) подача которых от 1250 до 12500 м<sup>3</sup>/ч [4]. Насосный агрегат – агрегат, состоящий из насоса и привода, совместно с опорной плитой, элементами трансмиссии и любым другим вспомогательным оборудованием.

Для того, что бы предотвратить кавитацию на входе в МНА необходимо создать давление подпорными насосными агрегатами (ПНА). Именно для этого на НПС устанавливается несколько МНА и ПНА, учитывая обеспечение резерва насосов. Помимо этого для перехода с насоса на насос предусматривается АВР (автоматическое включение резерва). Насосы могут быть подключены как параллельно, так и последовательно.

## **7 Узел регулирования давления**

Для поддержания заданных значений давления (минимального входного и максимального выходного МТ) осуществляется регулирование давления, обеспечиваемое сужением или, при необходимости, гидравлическими муфтами или электроприводами с регулируемой скоростью вращения.

Обычно блок управления давлением (УРД) состоит по меньшей мере из двух управляющих устройств. Его система обеспечивает равномерное распределение потока и обеспечивает прямую трассу отрезков до и после устройств управления длиной не менее 5 диаметров.

Основной метод регулирования давления на НПС: метод дросселирования. Для регулировки давления на выходе из НПС монтируют регулирующая поворотная заслонка (рисунок 7).

Соответствуя нормам проектирования перекачивающих станций при проектировании новых, технического перевооружения и реконструкции действующих перекачивающих станций регуляторы давления необходимо размещать надземно на открытой площадке без укрытия.



Запорный орган регулятора давления обеспечивает функцию регулирования при перепаде давления до 3 МПа. Перепад давления на обоих полностью открытых регулирующих устройствах не должен превышать 0,02 МПа. Быстродействие исполнительных механизмов, т.е время полного перемещения в сторону закрытия, в автоматическом режиме регулирования давления способом дросселирования при максимальной пропускной способности трубопровода должно быть не более 30 секунд. Контроль осуществляется с пульта диспетчерской[4].



Рисунок7 – Узел регулирования на открытой площадке без укрытия

При прикрытии заслонки давление до заслонки увеличивается, это повышает давление и на приеме НППС. Давление за заслонкой в таком случае будет понижаться. В номинальном режиме работы трубопровода давление на приеме НППС выше, а на выходе НППС – ниже предельно допустимого значения, регулирующая заслонка открыта.

При прикрытии заслонки производительность насоса и трубопровода уменьшаются одинаково, напор насоса увеличится, а напор в трубопроводе понизится.



## **8 Вспомогательные системы НППС**

### **8.1 Система дренажа**

Система дренажа нужна для освобождения технологического оборудования от продукта путем открытия дренажных задвижек. Система сбора утечек нужна для отвода продукта, вытекающего из оборудования.

Сбор утечек, дренаж технологического оборудования, а также сброс продукта при срабатывании ССВД осуществляются, непосредственно, по отдельным трубопроводам в подземные горизонтальные резервуары (РГС-100) для сбора продукта – резервуары-сборники [9].

### **8.2 Очистные сооружения**

На всех НППС предусмотрено наличие сооружений для очистки сточных вод, а для НППС с резервуарным парком – наличие дополнительных очистных сооружений производственно-дождевых сточных вод [10, 11]. В производственно-дождевых сточных водах перед очисткой допускается повышенное содержание загрязняющих веществ (например, разовая концентрация трубопродуктов может достигать до 90 мг/дм<sup>3</sup>). Соответственно имеется специальное оборудование для очистки (нефтеловушки, флотационные установки и др.).

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

Принципиальные технологические схемы очистки хозяйственно-бытовых сточных вод в общем виде состоят из: механической очистки; биологической очистки (биологический фильтр); доочистки сточных вод, обеззараживания сточных вод, выпуска сточных вод, обработки осадка.

Обязательное обеззараживание сточных вод выполняется с применением разных методов: установок ультрафиолетового-обеззараживания, озонирования и хлорирования [11].

### **8.3 Система молниезащиты**

Система внешней молниезащиты делится на два уровня: I – надежность защиты от прямого удара молнией, равная 0,99, и II – надежность защиты от прямого удара молнией, равная 0,95. Все типы резервуаров для продукта относятся к I уровню молниезащиты и обеспечиваются изолированной системой молниезащиты, представляющей собой систему молниеотводов, установленных отдельно от защищаемого сооружения. Остальные здания и сооружения МТ относятся ко II уровню молниезащиты, при котором допустимо использовать неизолированную систему молниезащиты, представляющая собой систему молниеприемников, которые установлены, непосредственно, на защищаемом здании и/или сооружении. Чтобы защитить протяженные трубопроводы, фланцевые соединения шунтируются перемычками и медным многопроволочным гибким изолированным проводом определенного сечения [12].

### **8.4 Система обеспечения пожарной безопасности**

Система обеспечения пожарной безопасности объектов МТ обеспечивает исключение возможности превышения значений допустимых пожарных рисков, указанных в Федеральном законе от 22.07.2008 г. № 123-ФЗ [13].

Пожарная безопасность объектов МТ обеспечивается:

- архитектурно-планировочными решениями (расстояния между объектами);
- применением огнестойких материалов;

- проектными решениями по обеспечению безопасности людей при возникновении пожара (запасные выходы, системы приточно-вытяжной вентиляции);

- возможностью безопасного доступа подразделений пожарной охраны при ликвидации пожара (наличие двух въездов, ширина ворот и ширина дорожного покрытия);

- наличием систем:

- наружного и внутреннего противопожарного водопровода;

- автоматического пожаротушения, пожарной сигнализации, оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре, внутреннего противопожарного водопровода, противодымной защиты.

- пенного тушения пожаров и системы водяного охлаждения для резервуарного парка (РВСПК-50000, РВС-5000). Низкократная пена подается как сверху на поверхность продукта, так и под слой продукта снизу – подслоное пожаротушение. Кратность пены – безразмерная величина, равная отношению объема пены к объему раствора пенообразователя, содержащегося в пене. Система водяного охлаждения резервуара предназначена для подачи воды на охлаждение всей поверхности стенки горящего резервуара и половины стенки (считая по периметру) соседнего резервуара в зависимости от расположения резервуаров в группе;

- автоматического тушения пожаров высокократной пеной для закрытых зданий и сооружений, в которых установлено оборудование для транспортировки и учета продукта (магистральная насосная, узел учета количества продукта);

- автоматического тушения пожаров низкократной пеной для открытых сооружений, на которых установлено оборудование для транспортировки продукта (подпорная насосная);

- автоматического газового пожаротушения в помещениях кроссовых панелей здания операторной, в закрытом распределительном устройстве, на трансформаторных подстанциях и дизельных электростанциях.

На объектах НППС интеграция установок пенного пожаротушения и водяного охлаждения в единую систему происходит при использовании общего оборудования (насосных агрегатов, наружных сетей, емкостей хранения пенообразователя, источников водоснабжения, средств автоматики и автоматизации, систем дозирования и т. д.)

Вид технологического сооружения, свойства продукта и другие факторы. Влияют на тип устанавливаемой системы пенного пожаротушения и водяного охлаждения объектов МТ.

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

Личный состав пожарной охраны на объектах МТ состоит из: пожарных автомобилей, средств связи, необходимого количества пожарных депо и постов.

## **8.5 Устройства электроснабжения**

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

Общая схема электроснабжения потребителей НППС разделяется по уровням напряжения:

- схемы освещения;
- высокого напряжения (110, 10, 6 кВ);
- низкого напряжения 0,4 кВ – от шин 0,4 кВ КТП до конечных потребителей.

Щит станций управления (ЩСУ), подсоединенный к КТП, обеспечивает управление и защиту задвижек, электродвигателей, вспомогательных систем и других электроприемников, а также автоматический ввод резерва электропитания [14].

Вдоль магистрального трубопровода смонтированы вдольтрассовые линии электропередачи (ВЛ) воздушные с кабельными вставками, используемые для обеспечения электрической энергией средств электрохимической защиты (ЭХЗ) и электрооборудования линейной части магистральных трубопроводов. Вдольтрассовые линии электропередачи могут быть подключены либо к линиям электропередачи сторонней сетевой организации, либо к закрытому распределительному устройству (ЗРУ) НПС [15].

Методика расчета расхода электроэнергии в трубопроводном транспорте продукта приведена в РД-91.140.50-КТН-043 – 11 [16].

Планирование затрат на электроэнергию в киловатт-часах для обеспечения работы насосных агрегатов ведется с учетом наличия у поставщиков электроэнергии часов пик (с наибольшей стоимостью электроэнергии, причем в каждом регионе свои часы пик), а также оплаты возможных штрафов за перерасход или недорасход заявленной электроэнергии. Задача правильного планирования электроэнергии тесно связана с выполнением показателей программы энергосбережения на предприятии.

## **8.6 Диспетчерский контроль и управление. Системы автоматизации и телемеханизации**

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

- контроль состояния технологического оборудования ЛЧ МТ и НППС из территориального диспетчерского пункта и центрального диспетчерского пункта (ЦДП);

- контроль состояния и управление технологическим оборудованием НППС и ЛЧ МН из операторной НППС, местного диспетчерского пункта, районного диспетчерского пункта;
- регистрацию, архивацию, документирование и отображение информации о работе технологического оборудования МТ;
- автоматическое регулирование давления, расхода, изменение температуры и показателей качества продукта;
- автоматическую защиту линейной части МТ от превышения давления;
- автоматическую защиту и блокировку технологического оборудования НППС и РП при превышении величин установок защит;
- устойчивую работу вспомогательных систем НППС при отключениях одного источника электроснабжения;
- связь с другими системами автоматизации и информационными системами [17].

Автоматизация НППС предусматривает наличие агрегатных и общестанционных защит.

Агрегатные защиты МНА и ПНА обеспечивают остановку МНА и ПНА в случае превышения установленных значений параметров контроля и защиты (например при превышении значения температуры корпуса насоса более 50 °С).

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

Управление магистральными и подпорными насосными агрегатами осуществляется в следующих режимах: ТДП (телемеханический); дистанционный из РДП; программный из операторной (основной); ремонтный и испытательный; резервный; кнопочный.

Автоматизация резервуарного парка имеет свои особенности, например: автоматизация системы размыва донных отложений, обеспечение контроля состояния и уровня продукта в резервуарах и др.

Средства телемеханизации МТ изготовлены для управления технологическим оборудованием НППС и линейной части МТ из МДП и РДП и обеспечения дистанционного контроля. Эти средства позволяют, как управлять технологическим оборудованием на НППС и ЛЧ МТ, так и получать данные о параметрах работы объектов МТ (НППС и ЛЧ).

## **9 Технологическая схема НППС**

Технологическая схема НППС – принципиальная схема коммуникаций, которая обеспечивает проведение операций по перекачке нефти или нефтепродуктов. С точки зрения последовательности технологических процессов, насосные станции можно разделить на следующие основные объекты: резервуарный парк, который состоит из нескольких резервуаров с приемными и отпусковыми трубопроводами; манифольд – открытое или закрытое помещение, в котором располагаются задвижки, обратные клапаны, фильтры и т. п.; насосно-двигательный зал; камеру пуска и приема скребка.

На перекачивающих станциях современных магистральных трубопроводов применяются преимущественно центробежные насосы, которые соединены последовательно. Обеспечивать работу насосной станции при выводе в резерв любого из агрегатов должна обвязка насосов. Максимально возможное снижение коэффициента резерва основного оборудования – основное условие при разработке схем обвязки насосов.

В зависимости от характеристик, подпорные насосы могут быть соединены как последовательно, так и параллельно.

На выходных линиях подпорных насосов до магистральных насосов устанавливаются арматура и оборудование, рассчитанная на давление не ниже 2,5 МПа (25 кгс/кв. см) – будет учтено

На НППС с емкостью предусматривается установка узлов с предохранительными устройствами и задвижка для защиты по давлению технологических трубопроводов резервуарного парка, открывающаяся автоматически.

Автоматически открывающаяся задвижка предназначена для защиты от перелива продукта из резервуаров.

Первый узел устанавливается на приемной трубе резервуарного парка, второй-между резервным и основным насосами, а при наличии единиц измерения – между резервным насосом и продукцией измерительного блока. Количество рабочих устройств для первого узла должно быть рассчитано на максимальный расход продукта, а для второго-на 70% от максимально допустимого расхода. Каждый узел должен обеспечить не менее 30% резервных устройств безопасности от числа рабочих.

До и после каждого предохранительного устройства должны быть установлены запорные клапаны с ручным управлением. Во время работы эти клапаны должны быть герметизированы в открытом положении.

После установки предохранительных устройств трубы должны быть уложены с уклоном не менее 0,002 в направлении откачивающего насоса. Самотекущие дренажные трубы должны быть оборудованы сливом продукта в затонувшие резервуары, для опорожнения труб и оборудования. Дренажные трубы прокладываются с уклоном не менее 0,002.

На участке трубопровода после МТ до узла регулирования должен быть установлен быстродействующий обратный клапан (без демпфера).

Запорная арматура (задвижки, шаровые краны) и обратные клапаны с концами под приварку должны устанавливаться подземно; фланцевая – наземно.

В соответствии микроклиматическому району размещения НПС по СНиП 23 – 01, оборудование и арматура, устанавливаемые на открытом воздухе, без укрытия, должны применяться в климатическом исполнении.



## **10 Безопасность жизнедеятельности**

В наше время, на любом производстве, огромное внимание отводится безопасности самого производства, сохранению окружающей среды, а также предупреждению аварий и чрезвычайных ситуаций.

Из-за этого. Разработаны определенные нормы и правила, которые предполагают обустройство безопасной работы и соблюдение правил безопасности работником на объектах нефтегазовой промышленности, соблюдение которых обязательно.

Благодаря соблюдению этих правил, производству удаётся сохранять определённые экологические показатели в норме.

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

При наливке светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны на рабочих воздействуют следующие опасные и вредные производственные факторы:

- физические;
- химические;
- психофизиологические;
- природные.

(Природные, так как рассматриваем летний период)

Проведем анализ опасных и вредных производственных факторов оператора технологических установок в соответствии с ГОСТ 12.0.003 [18] при наливке светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны в таблицу 7.

Класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профессиональных заболеваемости и расходов на обязательное социальное страхование по основному виду

экономической деятельности «Транспортирование по трубопроводам нефти» –  
I.

Таблица 7 – Анализ опасных и вредных производственных факторов при  
наливке светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны по ГОСТ  
12.0.003

По природе возникновения	Опасные и вредные производственные факторы
Физические	- падение с высоты. -шум;
Химические	- вещества, обладающие острой токсичностью по воздействию на организм.
Психофизиологические	- физические перегрузки - эмоциональные перегрузки.
Природные	- укусы насекомых

Страховые тарифы на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, составляют 0,2 % к начисленной оплате труда.

При выполнении работ возможны следующие аварийные ситуации:

- возгорания;
- взрывы;
- падения предметов;
- разливы нефтепродуктов.

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

НППС №3 располагается в зоне резко континентального климата с продолжительной суровой зимой (до -35...-45 °С) и коротким жарким летом (до

+25...+30 °С). В течение года и суток температура здесь может колебаться в больших пределах. Холодный период длится в среднем шесть месяцев (со второй декады октября до третьей декады апреля).

Среднемноголетняя продолжительность безморозного периода в центральной части города составляет 94 дня. Первые заморозки фиксируются 8 сентября, последние – 5 июня.

Выпадает около 370 мм осадков в год.

### **10.3 Санитарные требования к помещению и размещению используемого оборудования**

Если при работе в зонах повышенного шума и общей вибрации оборудования превышает норму предельно допустимых значений 50 децибел, при работах использовать противошумные наушники «Husqvarna».

При работе с выбросом веществ, обладающих острой токсичностью по воздействию на организм, необходимо использовать респираторы типа «3М 6300 размер»

Также, во время проведения работ используется газоанализатор MRUDelta 65-S, при превышении норм предельно допустимой концентрации (0,8 ПДК) производить работы запрещается.

А для снятия эмоциональных нагрузок, физической усталости и стресса предусмотрены зоны отдыха, в которых весь рабочий персонал может восстанавливать силы и заниматься спортом.

При работах в летний период возможны укусы как простых, так и зараженных насекомых. В связи с этим к работам допускается исключительно застрахованный персонал, прошедший вакцинацию.

### **10.4 Обеспечение безопасности технологического процесса**

Для обеспечения безопасности технологического процесса необходимо:

- содержать инструменты, а также рабочие поверхности приспособлений в чистоте и порядке;

- проверять железнодорожные эстакады. Они должны быть оборудованы исправными мостиками для перехода рабочих на цистерну. Также, важно знать, что переходить с эстакады на цистерну не по мостикам запрещается [20];

- проверять изолирующие прокладки в местах соприкосновения мостиков с цистерной [20];

- поднимать мостики во время подачи и отвода цистерн[20].

- и разумеется, во время выполнения работ использовать средства индивидуальной защиты.

### **10.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

Для обеспечения взрывопожарной и пожарной безопасности необходимо:

- использовать СИЗ и проверять наличие и исправность первичных средств пожаротушения.

- запрещается курить и производить действия, ведущие к воспламенению.

- важно знать, что на площадках обслуживания трубопровода имеются первичные средства пожаротушения (пожарные щиты) и основной источник возникновения пожара при работе – человеческий фактор.

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

При возникновении течи, все работы прекращаются.

При загорании вязких нефтепродуктов применяют все средства пожаротушения, кроме воды: пену, углекислый газ, песок и кошму.

В случае возникновения пожара (аварии) следует немедленно вызвать пожарную команду (аварийную бригаду) одновременно приступив к ликвидации пожара (аварии) имеющимися в наличии силами и средствами.

## **10.7 Экологичность проекта**

Согласно ГОСТ Р 50458 – 92 [19], при наливке светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны предусмотрены все мероприятия по охране окружающей среды.

Оборудование для наполнения железнодорожных цистерн безнапорным наполнением оснащено оборудованием и снабжено контейнером для улавливания паров и газов.

Верхние наливные устройства имеют ограничитель для заполнения железнодорожных цистерн, за исключением их переполнения.

Заполнение останавливается автоматически, когда:

- перелив;
- достижение максимального уровня наполнения железнодорожной цистерны;
- Сбой питания;
- превышение внутреннего гидравлического давления в приборах выше 1,25 МПа (12,5 кгс / см );
- разгерметизация заправочного устройства.

## **11 Экономическая часть**

Существует пять видов транспорта для транспортировки нефти, газа и нефтепродуктов. Трубопроводный, железнодорожный, морской, речной и автомобильный. Самым экономически выгодным, безусловно, является трубопроводный. Он никак не зависит от климатических условий и обеспечивает круглогодичную непрерывную перекачку. Для успешной перекачки необходим лишь достаточный напор.

Наиболее важным основанием выполнения данной работы является проблема транспортировки нефтепродуктов к отдаленным населенным пунктам.. Эта проблема вызвана невозможностью прокладки трубопровода из-

за: неудобного рельефа местности; климатических условий; экономической эффективности.

Целью моей работы является технологический расчет налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны.

Именно поэтому, в экономической части нам необходимо подобрать оборудование для станции налива.

Экономическая часть выпускной квалификационной работы включает в себя расчет единовременных и эксплуатационных затрат насосной станции. Так же приводится экономическое сравнение выбранного насосно-силового оборудования.

Единовременные затраты включают: сметную стоимость строительства, фонд оплаты труда, страховые взносы, взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний строителей и монтажников. К эксплуатационным затратам относятся амортизационные отчисления, плата за электроэнергию, заработная плата рабочим, страховые взносы.

### **11.1 Экономическое сравнение производителей насосно-силового оборудования**

В пункте 2.2.1 работы, был произведен расчет часовой пропускной способности трубопровода.

По расчетной часовой производительности были выбраны следующие насосы:

- НМ 2500-230 в количестве 4 шт. с 1 резервным;
- НПВ 600-60 в количестве 2 шт. с 1 резервным.

Проведем сравнительный анализ цен на насосы, результаты представим в таблице 8 [21,22,23].

Таблица 8 – Цены на насосы различных производителей

Компания производитель	Цена с учетом НДС на НМ 2500-230 (4 шт.)	Цена с учетом НДС на НПВ 600-60 (2 шт.)	Итого
«Гидромашсервис»	$23922054,96 \cdot 4 = 95688219,84$	$1997297,29 \cdot 2 = 3994594,58$	99682814,42
«УралГидроТех»	$24170980,14 \cdot 4 = 96683920,54$	$2037653,58 \cdot 2 = 4075307,16$	100759227,7
«Энергопром»	$24503588,35 \cdot 4 = 98014353,40$	$2016132,35 \cdot 2 = 4032264,70$	102046618,1

Кроме цены на насосно-силовое оборудование необходимо учитывать цену транспортировки от производителя к заказчику, расчет транспортировки проводился с использованием сайта компании «Деловые линии»:

Транспортировка необходимого нам оборудования в компании «Гидромашсервис» (г. Москва – г. Иркутск, Иркутская область) обойдется в 923988 руб.

В компании «УралГидроТех» (г. Челябинск – г. Иркутск, Иркутская область) обойдется в 713658 руб.

В компании «Энергопром» (г. Санкт-Петербург – г. Иркутск, Иркутская область) обойдется 1019337 руб[24].

Рассчитаем затраты на приобретение и транспортировку насосно-силового оборудования.

Компания «Гидромашсервис»:

$$99682814,42 + 923988 = 100606802,42 \text{ руб.}$$

Компания «УралГидроТех»:

$$100759277,7 + 713658 = 101472885,7 \text{ руб.}$$

Компания «Энергопром»:

$$102046618,1 + 1019337 = 103065955,1 \text{ руб.}$$

В таблице 9 проведем экономическое сравнение производителей насосно-силового оборудования.

Таблица 9 – Цены на насосы различных производителей

Показатель	Компания «Гидромашсервис»	Компания «УралГидроТех»	Компания «Энергопром»
Цена оборудования с НДС, руб.	99682814,42	100759277,7	102046618,1
Транспортные расходы с НДС, руб.	923988	713658	1019337
Итого:	100606802,42	101472885,7	103065955,1

Исходя из проведенных расчетов, можно сделать вывод, что наиболее экономически выгодным будет заказ насосно-силового оборудования у компании «Гидромашсервис». Поэтому для дальнейших расчетов принимаем цены этого производителя.

## 11.2 Расчет единовременных затрат на сооружение насосной станции

Единовременные капитальные вложения на сооружение насосной станции:

$$EKB_{\text{объекта}} = C_{\text{ОСР,МТО}} + \Phi OT + СВ + \text{НССП} , \quad (57)$$

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

$C_{\text{ОСР,МТО}}$  – сметная стоимость сооружения насосной станции;

$\Phi OT$  – фонд оплаты труда, руб.;

$СВ$  – страховые взносы, руб.;

$\text{НССП}$  – взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, руб.



### 11.3 Сметная стоимость сооружения насосной станции

Проведем расчет затрат на строительство и монтаж магистральной насосной:

$$C_{\text{нц}} = C_{\text{мзн}} + C_{\text{кр}}, \quad (58)$$

где  $C_{\text{мзн}}$  – затраты на монтаж здания магистральной насосной, (60937580 руб.);[25]

$C_{\text{кр}}$  – затраты на монтаж двухблочного мостового крана грузоподъемностью 25 тонн, (159346 руб.).[25]

Цены на строительство и монтаж насосной станции взяты с электронных источников [25].

$$C_{\text{нц}} = 60937580 + 159346 = 61096926 \text{ руб.}$$

Проведем расчет стоимости технологического оборудования магистральной насосной

$$TO_c = KN_c + TKK_c + ЭД_c + КР_c + ВУ_c, \quad (59)$$

где  $KN_c$  – стоимость комплекта насосов (4-х магистральных насоса НМ 2500-230 и 2-х подпорных насосов НПВ 600-60);

$TKK_c$  – стоимость транспортировки насосов (923988 руб.);

$ЭД_c$  – стоимость комплектов электродвигателей, руб.;

$КР_c$  – стоимость комплектов мостовых кранов, руб.;

$ВУ_c$  – стоимость приточно-вытяжной вентиляции, (214470 руб.).

Цены на технологическое оборудование магистральной насосной станции взяты с электронных источников [26].

Вычисляем стоимость комплекта насосов:

$$KH_c = 4 \cdot MH_c + 2 \cdot PH_c, \quad (60)$$

где  $MH_c$  – стоимость одного магистрального насоса, руб.;

$PH_c$  – стоимость одного подпорного насоса, руб.

Стоимость одного подпорного насоса марки НПВ 600-60 составляет порядка 2392297,29 руб.[21], стоимость магистрального насоса марки НМ 2500-230 составляет 23922054,96 руб.[21]

$$KH_c = 23922054,96 \cdot 4 + 2392297,29 \cdot 2 = 99682814,42 \text{ руб.}$$

Вычислим стоимость комплектов электродвигателей:

$$ЭД_c = 4 \cdot ЭД_M + 2 \cdot ЭД_П, \quad (61)$$

где  $ЭД_M$  – стоимость одного двигателя для магистрального насоса, руб.;

$ЭД_П$  – стоимость одного двигателя для подпорного насоса, руб.

Стоимость одного электродвигателя для магистрального насоса марки 4АЗМ 2000/6000 составляет порядка 1710605 руб., стоимость одного электродвигателя для подпорного насоса марки ВАОВ-5К-800-6 УХЛ 1 составляет 201355 руб.[27]

$$ЭД_c = 4 \cdot 1710605 + 2 \cdot 201356 = 7647844 \text{ руб.}$$

Вычислим стоимость комплекта мостовых кранов:

$$KP_c = KP_1 + KP_2, \quad (62)$$

где  $KP_1$  – стоимость одного однобалочного мостового крана грузоподъемность 8 т с пролетом 6 м, руб.;

$KP_2$  – стоимость одного двухбалочного мостового крана грузоподъемность 20 т, с пролетом 9 м, руб.

Стоимость одного однобалочного мостового крана грузоподъемность 8 т с пролетом 6 м, 259100 руб., стоимость одного двухбалочного мостового крана грузоподъемность 20 т, с пролетом 9 м, 378906 руб.

$$KP_c = 259100 + 378906 = 638006 \text{ руб.}$$

Вычисляем общую стоимость технологического оборудования:

$$TO_c = 99682814,42 + 923988 + 7647844 + 638006 + 214470 = 108183134,42 \text{ руб.}$$

Вычислим сметную стоимость строительства насосной станции:

$$C_{\text{оср,мто}} = C_{\text{нц}} + TO_c, \tag{63}$$

$$C_{\text{оср,мто}} = 61096926 + 108183134,42 = 169280060,42 \text{ руб.}$$

Таблица – 10 Сметная стоимость сооружения насосной станции

Наименование затрат	Стоимость, руб
Строительство и монтаж насосной станции	61096926
Стоимость комплекта насосов	99682814,42
Стоимость комплектов электродвигателей	7647844
Стоимость комплекта мостовых кранов	638006
Затраты на транспортировку насосов	923988
Стоимость приточно-вытяжной вентиляции	214470
Итого:	169280060,42

## 11.4 Затраты средств на оплату труда, расчет страховых взносов

Фонд оплаты труда для инженеров за год будет составлять:

$$\Phi OT_{\text{и}} = 139933 \cdot 4 \cdot 12 = 6716784 \text{ руб.}$$

Фонд оплаты труда для рабочих за год

$$\Phi OT_{\text{р}} = 105300 \cdot 8 \cdot 12 = 10108800 \text{ руб.}$$

Отсюда следует:

$$\Phi OT = 6716784 + 10108800 = 16825584 \text{ руб.}$$

Фонд оплаты труда (ФОТ) составляет 16825584 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.

Страховые взносы:

$$CB = \Phi OT \cdot \frac{30}{100}, \tag{64}$$

где  $\Phi OT$  – фонд оплаты труда, руб.

$$CB = 16825584 \cdot \frac{30}{100} = 5047675,2 \text{ руб.}$$

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

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», [28] ставка взноса 0,9 %.

$$CHCP = \Phi OT \cdot \frac{0,9}{100}, \quad (65)$$

$$CHCP = 16825584 \cdot \frac{0,9}{100} = 151430,3 \text{ руб.}$$

Таблица 11 – Единовременные затраты на сооружение насосной станции

Наименование затрат	Стоимость, руб.
Сметная стоимость строительства	169280060,42
Фонд оплаты труда	16825584
Страховые взносы	5047675,2
Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	151430,3
Итого	192129440,82

Рассчитаем единовременные затраты на сооружение насосной станции:

$$169280060,42 + 16825584 + 5047675,2 + 151430,3 = 191304749,92 \text{ руб.}$$

### 11.5 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:

$$AO = C_{oc} \cdot H_A / 100, \quad (66)$$

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

$H_A$  – годовая норма амортизационных отчислений, % .

$$H_A = 100 / \text{Срок службы в годах}. \quad (67)$$

Данные сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Расчет годовых амортизационных отчислений технологического оборудования насосной станции

Виды основных средств	Кол-во, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
Центробежный магистральный насос НМ 2500-80	4	19935045,8	5	20	15948036,6
Подпорный насос НПВ 600-60	2	1664414,41	5	20	665765,76

## Окончание таблицы 5

Виды основных средств	Кол-во, шт	Стоимость единицы, без НДС руб.	Срок эксплуатации, лет	Годовая норма амортизации, %	Сумма амортизационных отчислений, руб.
Фильтры СДЖ-700-1.6-1-2 на приемном трубопроводе насосных агрегатов ПНА	2	585776,27	10	10	117155,25
Электродвигатель типа 4А3М 2000/6000	4	1425504,24	7	14,3	815388,42
Электродвигатель типа ВАОВ-5К-800-6 УХЛ 1	2	167796,61	7	14,3	47989,83
Приточно-вытяжная установка типа SmartCoolDuo 700E	1	181754,24	5	20	36350,85
Шаровый кран с электроприводом 11с67п (КЗШС) Ру40 для Ду200	4	171893,22	5	20	137514,58
Шаровый кран с электроприводом 11с67п (КЗШС) Ру40 для Ду400	28	1707905	5	20	9564268,47
Сильфонный компенсатор КСО2 400-10-160	18	48392,37	5	20	174212,54
Итого		25888482,2			27506682,3

## 11.6 Расчет затрат на оплату труда

Проведем расчет затрат на оплату труда при эксплуатации насосной. Иркутская область приравнена к районам крайнего севера, районный коэффициент составляет 1,3. Поэтому заработная плата за месяц состоит из оклада, северной надбавки (80 %) и районного коэффициента (30 %). Сведем данные в таблицу 13.

Таблица 13 – Расчет фонда оплаты труда при эксплуатации магистральной насосной на ПАО «Транснефть»

Категория персонала	Кол-во	Зарботная плата одного сотрудника (месячная) с учетом районного коэффициента и северной надбавки, руб.	Итого за год, руб.
Служащие	4	139933	6716784
Рабочие	8	105300	10108800
Итого	-	-	16825584

Фонд оплаты труда для инженеров за год будет составлять:

$$\Phi OT_{\text{и}} = 139933 \cdot 4 \cdot 12 = 6716784 \text{ руб.}$$

Фонд оплаты труда для рабочих за год

$$\Phi OT_{\text{р}} = 105300 \cdot 8 \cdot 12 = 10108800 \text{ руб.}$$

## 11.7 Расчет страховых взносов

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

- 22 % в пенсионный фонд;
- 2,9 % в фонд социального страхования;



- 5,1 % в фонд обязательного медицинского страхования.

Рассчитаем страховые взносы по формуле:

$$CB = \Phi OT \cdot \frac{30}{100}, \quad (68)$$

где  $\Phi OT$  – фонд оплаты труда, руб.

$$CB = 16825584 \cdot \frac{30}{100} = 5047675 \text{ руб.}$$

Из страховых взносов в пенсионный фонд поступит:

$$CB_{\text{пф}} = 5047675 \cdot \frac{22}{100} = 1110489 \text{ руб.}$$

Из страховых взносов в фонд социального страхования поступит:

$$CB_{\text{фсс}} = 5047675 \cdot \frac{2,9}{100} = 146383 \text{ руб.}$$

Из страховых взносов в фонд обязательного медицинского страхования поступит:

$$CB_{\text{фомс}} = 5047675 \cdot \frac{5,1}{100} = 257431 \text{ руб.}$$

Таблица 14 – Распределение страховых взносов по внебюджетным фондам

Наименование статьи	Сумма, руб.
Пенсионный фонд	1110489
Фонд социального страхования	146383
Фонд обязательного медицинского страхования	257431
Итого	1514303

### 11.8 Расчет взносов на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний

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 % [28].

$$СНПС = ФОР \cdot \frac{0,2}{100}, \quad (69)$$

где  $ФОР$  – фонд оплаты труда, руб.

$$СНПС = 16825584 \cdot \frac{0,2}{100} = 33651 \text{ руб.}$$

### 11.10 Расчет платы за электроэнергию

Плата за электроэнергию определяется по формуле:

$$P_{\text{э/э}} = T_{\text{э/э}} \cdot Q, \quad (70)$$

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

$Q$  – среднее потребление электроэнергии в год.

Тариф на электроэнергию–одноставочный, принимаем 1512,84 руб./МВт·ч.[29]

Наиболее энергозатратным оборудованием являются электродвигатели магистральных и подпорных насосных агрегатов. Также необходимо учитывать, что постоянно в работе будут находиться 3 магистральных насосных агрегата и 1 подпорный насосный агрегат (по одному находятся в резерве).

Рассчитываем потребление электроэнергии по формуле:

$$Q = KЧГ \cdot P \cdot KE, \quad (71)$$

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

$P$  – потребляемая мощность, кВт;

$KE$  – количество единиц, шт.

Для электродвигателей типа 4А3М 2000/6000:

$$Q = 8400 \cdot 2000 \cdot 3 = 50400 \text{ МВт.}$$

Для электродвигателей типа ВАОВ-5К-800-6 УХЛ 1:

$$Q = 8400 \cdot 800 \cdot 3 = 6720 \text{ МВт.}$$

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

Наименование потребителя	Кол-во	Потребляемая мощность одной единицей, кВт	Общее потребление электроэнергии, МВт	Плата, руб.
Электродвигатель типа 4АЗМ 2000/6000	3	2000	50400	76247136
Электродвигатель типа ВАОВ-5К-800-6 УХЛ 1	1	800	6720	10166284,8
Итого:				86413420,8

### 11.11 Расчет прочих расходов и затрат

Прочие расходы составляют порядка 10 % от фонда оплаты труда

$$C_{\text{пр}} = \text{ФОТ} \cdot \frac{10}{100}, \quad (72)$$

где  $\text{ФОТ}$  – то же, что в формуле (69).

$$C_{\text{пр}} = 16825584 \cdot \frac{10}{100} = 1682558,4 \text{ руб.}$$

Все эксплуатационные затраты сведем в таблицу 16.

Таблица 16 – Затраты на эксплуатацию нефтеперекачивающей станции за 1 год

Наименование затрат	Стоимость, руб.
Амортизационные отчисления	27506682,3
Оплата труда	16825584
Страховые взносы	5047675
Взносы на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний	33651
Плата за электроэнергию	86413420,8
Прочие расходы и затраты	1682558,4
Итого	137509571,5

В экономической части выпускной квалификационной работы произведен расчет единовременных затрат на строительство и монтаж насосной станции, а так же эксплуатационных затрат за один год работы насосной станции. Единовременные затраты составляют 192129440,82 руб. Эксплуатационные затраты составляют 287572950,7 руб. Так же на основании экономического сравнения производителей насосно-силового оборудования в качестве поставщика была выбрана компания АО «Гидромашсервис»

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По итогу проведенной работы был выполнен технологический расчет оборудования перекачивающей станции с узлом налива в железнодорожные цистерны.

Для достижения данной цели была выбрана схема перекачки нефтепродукта, также были произведены расчеты по подбору насосно-силового оборудования, произведен расчет объема резервуарного парка и его компоновка, и, естественно, выполнен расчет оборудования узла налива.

Для обеспечения необходимой нам пропускной способности в 12 млн. т/год на технологическом участке длиной 450 км перекачивающая станция должна быть оборудована двумя подпорными насосами НПВ 600-60 (в том числе один резервный) и четырьмя магистральными НМ 2500-230 (в том числе один резервный). Необходимая емкость резервуарного парка 80 тыс. м<sup>3</sup>. Количество необходимых резервуаров, для требуемой емкости 80 тыс. м<sup>3</sup>: 6 РВС, из них 3 РВСП-20000, 2 РВС-5000 и 1 РВС-10000. Расход электроэнергии будет составлять 27497,9 МВт·ч/год,

Также, помимо всего вышеперечисленного, была проведена оценка экономической эффективности проекта и его безопасности жизнедеятельности. В ходе экономического расчета были выполнены расчеты единовременных и эксплуатационных затрат, а так же проведено экономическое сравнение трех разных производителей насосно-силового оборудования. В нашем случае, единовременные затраты будут составлять 192129440,82 руб., А эксплуатационные 287572950,7 руб.

В ходе оценки безопасности жизнедеятельности были проанализированы опасные и вредные производственные факторы, также была разработана система обеспечения безопасности условий труда в аварийных и чрезвычайных ситуациях, произведена оценка условий труда. И, самое главное, были разработаны мероприятия по обеспечению экологической безопасности.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

НППС – нефтепродуктоперекачивающая станция

МН – магистральная насосная

ЛЧ – линейная часть

МТ – магистральный трубопровод

УПС – узел подключения станции

ФГУ – фильтр-грзуловитель

РВС – резервуар вертикальный стальной

ПН – подпорная насосная

НА – насосный агрегат

ССВД – система сглаживания волн давления

БРД – блок регулирования давления

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Технологическое оборудование для АЗС и нефтебаз : учебное пособие для студентов вузов (бакалавров), обучающихся по направлению «Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов» : в 2-х ч. / Ю. Н. Безбородов [и др.] ; Сиб. федер. ун-т, Ин-т нефти и газа. Ч. 2 : Оборудование для хранения, приема и выдачи нефтепродуктов на нефтебазах и АЗС. – 2015

2 РД 153-39.4-113 – 01 Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – Москва : ОАО «АК «Транснефть», 2002 г. – 44 с.

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

4 Сооружение и эксплуатация насосных и компрессорных станций : учеб.пособие / О. Н. Петров, А. Н. Сокольников, Д. В. Агровиченко, В. И. Верещагин. – Красноярск :Сиб. федер. ун-т, 2018. – 192 с.

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

6 ВНТП 5 – 95 Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз). Взамен «Норм технологического проектирования и технике экономических показателей складов нефти и нефтепродуктов (нефтебаз)», 1972 г. Введ. 01.05.95. – Волгоград. – 59 с.

7 ГОСТ 20295 – 85 Трубы сварные стальные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия. Взамен ГОСТ 20295-74. Введ. 01.01.87. – М.: Госстандарт СССР, 1987. – 13 с.

8 РД-75.180.00-КТН-057 – 12 Нормы проектирования узлов пуска, пропуска и приема средств очистки и диагностики магистральных



нефтепроводов и нефтепродуктопроводов.– Москва : ОАО «АК «Транснефть», 2012 г. – 45 с.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

18 ГОСТ 12.0.003 – 2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.–Пермь: ООО «Экожилсервис», 2017. – 19 с.

19 ГОСТ Р 50458 – 92. Устройство для налива нефти и нефтепродуктов в железнодорожные цистерны. Общие технические требования и методы испытаний. – Москва: Госстандарт России, 1994. – 9 с.

20 ТОИ Р-112-02 – 93 Типовая инструкция по охране труда при сливе-наливе вязких нефтепродуктов. – Москва: Различные информационные источники, 1993. –6 с.

21 Официальный сайт АО ТК «Гидромашсервис» [Электронный ресурс] : база данных содержит каталог насосно-силового оборудования. – Режим доступа: <http://www.hms.ru/>

22 Официальный сайт ООО ТК «УралГидроТех» [Электронный ресурс] : база данных содержит каталог промышленного оборудования. – Режим доступа: <https://www.уралгидротех.рф>

23 Официальный сайт ЗАО «Энергопром» [Электронный ресурс] : база данных содержит каталог насосов, электродвигателей, вентиляционных систем. – Режим доступа: <https://www.уралгидротех.рф>

24 Сайт компании «Деловые линии» [Электронный ресурс] : калькулятор грузоперевозок. – Режим доступа: <https://m.dellin.ru/requests/>

25 Официальный сайт «Новострой РБК» [Электронный ресурс] : информационный сайт. – Режим доступа: <http://novostroy-rbk.ru/o-компании-новострой-рбк>.

26 Официальный сайт «SmartCool» » [Электронный ресурс] : база данных содержит каталог вентиляционных систем. – Режим доступа: <http://smartcool.ru>.

27 Официальный сайт «Электродвигатель-НК» [Электронный ресурс] : база данных содержит каталог промышленного оборудования. – Режим доступа: <http://el-dvigatel.ru>.

28 Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний [Электронный ресурс] :федер. закон от 6.11.2011. № 300-ФЗ // Справочная правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>.

29 Сайт компании «ИркутскЭнергоСбыт» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://sbyt.irkutskenergo.ru/qa/6682.html>

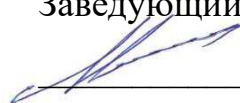
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт нефти и газа

Кафедра проектирования и эксплуатации газонефтепроводов

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


 /А.Н. Сокольников


«23» июня 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

23.03.03 – Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов

Технологический расчет налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные  
цистерны

Руководитель  19.06.20 доцент, канд. техн. наук О.Н. Петров

Выпускник  18.06.20 К.Е. Романов

Красноярск 2020

Продолжение титульного листа бакалаврской работы по теме  
«Технологический расчет налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные  
цистерны»

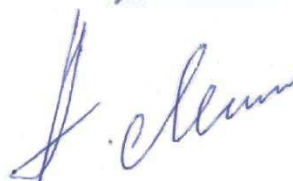
Консультанты по  
разделам:

Экономическая часть



И.В. Шадрина

Безопасность жизнедеятельности



А. Н. Минкин

Нормоконтролер



О.Н. Петров

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Технологический расчет налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны» содержит 83 страницы текстового документа, 29 использованных источников, 6 листов графического материала.

НППС, НАПОР, МНП, НАСОС, РАСХОД, СТАНЦИЯ НАЛИВА, НАСОСНЫЙ ЦЕХ, ОПЕРАТОРНАЯ, НАСОСНЫЙ АГРЕГАТ, РЕЗЕРВУАРНЫЙ ПАРК.

Объект ВКР – нефтепродуктоперекачивающая станция с узлом налива в железнодорожные цистерны.

Цель ВКР: технологический расчет налива светлых нефтепродуктов в железнодорожные цистерны.

Задачи ВКР.

1. Произвести расчет налива в железнодорожные цистерны
2. Подобрать оборудование для станции налива
2. Представить технологическую схему перекачивающей станции с узлом налива в железнодорожные цистерны