

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль

«Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
«Проектирование нефтепровода-отвода	»

УДК 622.692.4.07(571.61)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б11	Белозеров Александр Анатольевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Медведев В.В.	д.ф.-м.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Белозерцева О.В.	к.э.н, доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гуляев М.В.	доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н, доцент		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 126 с., 7 рис., 17 табл., 60 источников, 3 прил.

Ключевые слова: магистральный нефтепровод, нефтеперекачивающая станция, проектирование, линейная часть, производительность нефтепровода.

Объектом исследования является проектируемый нефтепровод-отвод

Цель работы – проектирование нефтепровода-отвода, проходящего по территории [REDACTED], для уменьшения эксплуатационных затрат, снижению себестоимости транспортировки нефти.

В работе отражены общие сведения об объекте, климатических условиях прохождения трассы нефтепровода.

В расчетной части выполнены необходимые расчеты и подбор перекачивающего оборудования, определено необходимое количество магистральных агрегатов, обеспечивающих безопасную, бесперебойную работу перекачивающей станции и работу всего нефтепровода.

В технологической части рассмотрены задачи, связанные с проектированием объектов насосной перекачивающей станции и линейной части трубопровода,

В главе социальной ответственности проведен анализ опасных и вредных производственных факторов, приведены методы уменьшения негативного воздействия на окружающую среду при строительстве и эксплуатации перекачивающих станций.

Выполнены экономические расчеты, подтверждающие рентабельность проекта.

Область применения. Разработанные методики и полученные результаты в работе могут быть использованы при проектировании и эксплуатации систем трубопроводного транспорта нефти производственными и проектными организациями.

					Проектирование нефтепровода-отвода [REDACTED]			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Белозеров А.А.			Реферат	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.				ДР	14	126
Зав. каф.		Рудаченко А.В.				ТПУ гр. з-2Б11		

Abstract

Final qualifying work 126 p., 7 Fig., 17 tab., 60 sources, 3 application.

Key words: trunk oil pipeline, oil pumping station, the project, the linear part, the performance of oil pipeline.

The object of study is the oil pipeline project.

The purpose of the work – design the oil pipeline, passing on the territory of [REDACTED], to reduce operating costs, reduce the cost of transportation of oil.

The draft reflects the General details about the object, and climatic conditions through which the pipeline runs.

In the design of the made necessary calculations and selection of pumping equipment, determined the required number of the main pump unit that ensure safe, smooth operation of the pumping station and operation of the entire pipeline.

In the technological part of the considered tasks is related to the design of objects the pumping station and the linear part of the oil pipeline

In the Chapter social responsibility held the analysis of dangerous and harmful production factors, considered the methods reduce the negative impact on the environment during the construction and operation of pumping stations.

Performed economic calculations, confirming the project's profitability.

Application area. The developed methods and obtained results can be used in the design and operation of pipeline transportation, production and project organizations.

					Реферат	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

Стр.

Введение	18
1. Обзор литературы.....	21
2. Характеристика объекта исследования.....	24
2.1. Общие сведения об объекте.....	24
2.2. Климатические условия	25
3. Расчетная часть.....	27
3.1. Выбор насосного оборудования нефтеперекачивающей станции и расчет рабочего давления.....	27
3.2. Определение диаметра толщины стенки трубы.....	29
3.3. Расчет прочности и устойчивости нефтепровода.....	33
3.4. Проектирование нефтепровода в условиях болотистой местности.....	41
3.4.1. Расчет на прочность и устойчивость для II категории нефтепровода.....	42
3.4.2. Расчет на прочность и устойчивость нефтепровода категории В.....	50
3.4.3. Расчет устойчивости нефтепровода против всплытия	51
3.5. Гидравлический расчет нефтепровода.....	53
3.6. Расстановка перекачивающих станций по трассе нефтепровода.....	59
3.7. Расчет эксплуатационных режимов магистрального нефтепровода.....	60
4. Технологическая часть.....	67
4.1. Технологические схемы площадных объектов.....	67
4.1.1. Технологическая схема ГНПС–1	67
4.1.2. Технологическая схема НПС–2, НПС–3	68
4.1.3. Технологическая схема ПСП	69
4.2. Резервуарный парк	69
4.3. Требования по обеспечению очистки перекачиваемой нефти.....	73
4.4. Система дренажа, сбора утечек (резервуары-сборники).....	75

					Проектирование нефтепровода-отвода [REDACTED]			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>Ф.И.О.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Белозеров А.А.			Оглавление	<i>Литера</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Медведев В.В.		<i>ДР</i>		16	126	
<i>Зав. каф.</i>		Рудаченко А.В.				ТПУ гр. з-2Б11		

4.5. Защита по давлению технологических трубопроводов и оборудования	76
4.6. Технологические трубопроводы	77
4.7. Требования к регулированию давления	78
4.7.1. Частотно–регулируемый привод	79
4.7.2. Гидромуфта	80
4.8. Узлы пропуски средств очистки и диагностики	83
4.9. Система измерения количества и показателей качества нефти (СИКН).....	86
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	90
5.1. Техничко-экономическое обоснование	90
5.2. Эксплуатационные расходы.....	92
5.2.1. Затраты на оплату труда.....	92
5.2.2. Амортизационные отчисления.....	93
5.2.3. Затраты на электроэнергию.....	93
5.2.4. Текущий ремонт.....	94
5.2.5. Прочие затраты	94
5.3. Оценка экономической эффективности	95
5.4. Прибыль	95
5.5. Чистая текущая стоимость проекта	96
5.6. Рентабельность	98
5.7. Вывод	100
6. Социальная ответственность	101
6.1. Производственная безопасность.....	101
6.2. Перечень мероприятий по охране окружающей среды.....	108
6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	111
Заключение	115
Список использованных источников	116
Приложение А. Расстановка насосных станций по трассе нефтепровода.....	124
Приложение В. Режимы работы проектируемого нефтепровода-отвода.....	125
Приложение С. Технологическая схема узла пуска-приема СОД DN 500.....	126

Введение

Проектируемый нефтепровод-отвод « [REDACTED] » предназначен для обеспечения надежного, эффективного, экономически и экологически оправданного транспорта нефти от [REDACTED] [REDACTED].

Актуальность работы. Магистральные нефтепроводы образуют важное звено в системе топливно-энергетического комплекса страны. Нефтепроводы – наиболее эффективное средство транспортировки нефти (исключая морские перевозки танкерами). [REDACTED]

[REDACTED]. Мощность НПЗ составляет 8,0 млн т. нефти в год. Завод перерабатывает западносибирскую нефть, которая поставляется по системе трубопроводов [REDACTED] до узловых станций [REDACTED] (неподалеку от [REDACTED]) и [REDACTED] (рядом с [REDACTED]) и далее железнодорожным транспортом. Кроме того, завод перерабатывает нефть, добываемую [REDACTED] на [REDACTED] и поставляемую на предприятие по нефтепроводу [REDACTED]. Завод специализируется на выпуске моторного топлива и авиакеросина. [REDACTED] является одним из основных поставщиков нефтепродуктов на рынок [REDACTED]. В настоящее время основной объем нефти, поступающий на НПЗ поставляют железнодорожным транспортом. Постройка нефтепровода решит такие проблемы как: относительно высокие эксплуатационные затраты; относительно низкая эффективность использования мощности подвижного состава, т.к. цистерны в обратном направлении идут незагруженными; значительные потери нефти и нефтепродуктов при транспорте и разгрузочно-погрузочных операциях. Также трубопроводный транспорт, по сравнению с

					Проектирование нефтепровода-отвода [REDACTED]			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Белозеров А.А.			Введение	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.				ДР	18	126
Зав. каф.		Рудаченко А.В.				ТПУ гр. з-2511		

проектированию нефтепровода с целью уменьшения себестоимостью перекачки указанного технического объекта.

Апробация работы. Основные разделы выбранного проектного решения были представлены автором выпускной квалификационной работы на семинарах, которые были проведены в рамках теоретического курса следующих дисциплин учебного плана: «Специальные методы перекачки углеводородов», «Безопасность технологических процессов при транспорте нефти и газа», «Эксплуатация насосных и компрессорных станций», «Гидравлические машины и гидропневмоприводы».

Разработанные методики и полученные результаты в работе могут быть использованы при проектировании и эксплуатации систем трубопроводного транспорта нефти производственными и проектными организациями.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						20
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

1. Обзор литературы

Роль трубопроводного транспорта в системе нефтегазовой отрасли промышленности чрезвычайно высока. Он является основным и одним из дешевых видов транспорта нефти от мест добычи на нефтеперерабатывающие заводы и экспорт. С помощью магистрального трубопроводного транспорта перемещается около 99% добываемой нефти [1].

Магистральные трубопроводы, обеспечивая энергетическую безопасность страны, в то же время позволяют разгрузить железнодорожный транспорт для перевозок других важных для народного хозяйства грузов [2].

Одной из основных стратегических задач транспортировки нефти потребителю является повышение её надежности и безопасности транспорта. Степень надежности трубопроводов во многом определяет стабильность обеспечения регионов России важнейшими топливно-энергетическими ресурсами. Одним из путей решения проблемы надежности нефтепроводов является использование новых эффективных научно обоснованных технологий строительства и ремонта трубопроводных систем [1].

Основной особенностью строительства и ремонта трубопроводов является разнообразие природно-климатических и гидрологических характеристик местности вдоль трассы, что требует значительного разнообразия конструктивных и технологических решений при прокладке и эксплуатации линейной части трубопроводов [3].

Основной частью рассматриваемого нефтепровода является линейная часть – непрерывная нить сваренная из отдельных труб или секций проложенной подземной способом. При данной укладке достигается максимальная механизация работ всех видов, не загромождается территория и трубопровод находится в стабильных температурных условиях [1].

Так на участки трубопровода, прокладываемые в подводной траншее

					Проектирование нефтепровода-отвода [REDACTED]			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Белозеров А.А.			Обзор литературы	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.				ДР	21	126
Зав. каф.		Рудаченко А.В.			ТПУ гр. з-2511			

через болота или заливаемые поймы, а также в обводненных районах, должны быть рассчитаны против всплытия (на устойчивость положения). Для обеспечения устойчивости положения должны предусматриваться балластирующие устройства [4].

С целью определения величины давления, необходимого для преодоления гидравлических сопротивлений трубопровода заданного диаметра и протяженности, разности его нивелирных отметок, а также давления для создания подпора на приеме насосных станций проводится гидравлический расчет нефтепровода [5].

Для того чтобы решить эту задачу требуется большое количество технических объектов различной сложности. Трубопроводная система включает в себя следующие объекты: головная НПС–1, промежуточные НПС–2,3 и приемо-сдаточный пункт (ПСП).

Для обеспечения определенного расчетного давления, необходимо через определенные расстояния располагать НПС [6]. Расстановка НПС на трассе нефтепровода производится методом графического построения на сжатом профиле трассы [2].

Следующей причиной необходимости внедрения новых проектных решений являются значительные потери нефти и нефтепродуктов при транспорте и разгрузочно-погрузочных операциях с помощью подвижного состава. В то время как основными опасностями для линейной части проектируемого объекта является возможность разгерметизации участка трубопровода с последующей утечкой нефти и попаданием в окружающую природную среду. При проектировании магистрального нефтепровода следует обеспечивать выполнение требований действующих стандартов, норм, правил и федеральных законов по охране окружающей среды [7].

В процессе проектирования трубопроводных систем учитываются накопленный опыт сооружения и эксплуатации трубопроводных систем, большой объём научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, экспериментальных исследований, использование специального оборудования

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
						22
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

и аппаратуры. При этом выявляются и учитываются предельные условия работы трубопроводов, их прогнозирование и изменение в течение всего периода эксплуатации трубопроводной системы.

Эффективность проектирования трубопроводов достигается за счёт повышения качества проектной документации. В настоящее время применяются нормы проектирования для магистральных нефтепроводов, нефтеперекачивающих станций разработанные коллективом ОАО «Гипротрубопровод» и ОАО «АК «Транснефть» [5, 6].

Поэтому поставленные задачи по проектированию нефтепровода направленные на уменьшения эксплуатационных затрат, снижению себестоимости транспортировки, увеличению автоматизации процесса перекачки и разгрузки железнодорожного вида транспорта являются актуальными.

					<i>Обзор литературы</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

осуществлять [REDACTED]. Сегодня под контролем [REDACTED], два районных нефтепроводных управления в городах [REDACTED], [REDACTED], [REDACTED] нефтеперекачивающих станций, [REDACTED] центрально-ремонтных службы, [REDACTED] базы производственного обслуживания. На предприятии трудятся около [REDACTED] тысяч человек [9].

Проектируемая протяженность магистрального нефтепровода от ГНПС – 1 до ПСП составляет [REDACTED] км. Трубопроводная система включает в себя следующие объекты: головная НПС–1, промежуточные НПС–2,3 и приемо-сдаточный пункт.

В качестве исходных данных приняты следующие параметры:

Максимальный объем транспортировки нефти на участке ГНПС–1 – ПСП [REDACTED] составляет 8,0 млн. т/год.

Принятые параметры нефти:

- расчетная плотность - 850 кг/м³,
- расчетная вязкость нефти принимается для наименьших и наибольших значений (11 - 25) сСт.

Коэффициент неравномерности перекачки $K=1,07$.

2.2. Климатические условия

Оценка основных элементов климата выполнена на основании данных по метеостанциям [REDACTED] и нормативно-справочной литературы [10].

Определяющим фактором климата района являются: географическое положение на восточной окраине обширного Азиатского континента, граничащего с Тихим океаном. В связи с этим климат формируется здесь под воздействием как океанических, так и континентальных факторов.

Среднегодовая температура воздуха изменяется с юга на север от плюс 1,4°С ([REDACTED]) до минус 0,7°С ([REDACTED]). Среднемесячная

					Характеристика объекта исследования	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

3. Расчетная часть

3.1. Выбор насосного оборудования нефтеперекачивающей станции и расчет рабочего давления

Расчеты выполнены в соответствии с [1,2,5,6,11–13].

Определим расчетную часовую пропускную способность нефтепровода по формуле:

$$Q_{\text{ч}} = \frac{G_{\text{Г}} \kappa_{\text{нп}}}{24 N_{\text{р}} \rho_{\text{Г}}} 10^9, \quad (3.1)$$

где $G_{\text{Г}}$ – плановая годовая производительность нефтепровода (принимаяем 8 млн.т./год – плановая производительность поставок на [REDACTED], млн.т./год;

$\kappa_{\text{нп}}$ – коэффициент неравномерности перекачки (принимаяем равным $\kappa_{\text{нп}} = 1,07$ – для одноконтурных нефтепроводов, подающих нефть к нефтеперерабатывающему заводу или соединяющих нефтепроводную систему);

$N_{\text{р}}$ – расчетное число суток работы нефтепровода (принимаяем равной расчетному числу суток работы [REDACTED] ($N_{\text{р}}=345$), т.к. работоспособность нефтепровода – отвода напрямую зависит от работоспособности [REDACTED]), суток;

$$Q_{\text{ч}} = \frac{8 \times 1,07}{24 \times 345 \times 850,00} \times 10^9 = 1198,87 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

В соответствии с найденной расчетной часовой производительностью нефтепровода подбираются магистральные и подпорные насосы нефтеперекачивающей станции исходя из условия:

$$0,8 Q_{\text{НОМ}} < Q_{\text{ч}} < 1,2 Q_{\text{НОМ}},$$

					Проектирование нефтепровода-отвода [REDACTED]			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Белозеров А.А.			Расчетная часть	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.				ДР	27	126
Зав. каф.		Рудаченко А.В.				ТПУ гр. з-2511		

где $Q_{ном}$ – подача выбранного типа насоса при максимальном к.п.д.

$$959,09 \text{ м}^3/\text{ч} < 1198,87 \text{ м}^3/\text{ч} < 1438,64 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Из каталога насосов выбираем магистральный насос НМ 1250–260 (с ротором $D_{ротора} = 460$ мм, рассчитанного на номинальную подачу $1250 \text{ м}^3/\text{ч}$) и подпорный насос НПВ 1250–60, удовлетворяющие поставленному условию.

Вычислим напор $H_{мн}$, к.п.д. $\eta_{мн}$ магистрального насоса ($D_2 = 418$ мм) для расчетной часовой подачи $1198,87 \text{ м}^3/\text{ч}$:

$$H_{мн} = H_0 + a \times Q - b \times Q^2, \quad (3.2)$$

где H_0, a, b – эмпирические коэффициенты (паспортная характеристика);

$$H_{мн} = 289,8 - 34,8 \cdot 10^{-6} \times (1198,87)^2 = 239,8 \text{ м},$$

$$\eta_{мн} = C_0 + C_1 \times Q + C_2 \times Q^2, \quad (3.3)$$

где C_0, C_1, C_2 – эмпирические коэффициенты (паспортная характеристика)

$$\eta_{мн} = 0,206 + 11,3 \cdot 10^{-4} \times 1198,87 - 50 \cdot 10^{-8} \times (1198,87)^2 = 84\%$$

Напор и к.п.д. подпорного насоса ($D_2 = 500$ мм):

$$H_{пн} = 69,2 - 10,6 \cdot 10^{-6} \times (1198,87)^2 = 54 \text{ м}$$

$$\eta_{пн} = 0,05 + 10,01 \cdot 10^{-4} \times 1198,87 - 35,11 \cdot 10^{-8} \times (1198,87)^2 = 74,5\%$$

Далее рассчитываем рабочее давление на выходе головной насосной станции по формуле:

$$P = \rho_{г} g (m_{мн} H_{мн} + H_{пн}) \cdot 10^{-6}, \quad (3.4)$$

где $m_{мн}$ – число последовательно включенных магистральных насосов;

$H_{мн}$, $H_{пн}$ – напоры соответственно магистрального и подпорного насоса при расчетной производительности $Q_{ч}$.

					Расчетная часть	Лист
						28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$P = 850 \times 9,81 \times (3 \times 239,8 + 54) \cdot 10^{-6} = 6,44 \text{ МПа}$$

Найденное рабочее давление должно быть меньше допустимого из условия прочности запорной арматуры [13]. К установке на линейной части нефтепровода принимаем задвижки шибберные с условным проходом DN 500, с номинальным давлением PN 8,0 Мпа (со значением при испытании задвижки на прочность $P_{пр}=12$ Мпа). Соединение с трубопроводом сварное. Герметичность затвора принимаем по классу «А» по ГОСТ Р 54808–2011 [14,15] (с отсутствием видимых утечек в течение времени испытания), принимаем под электропривод и выполняем в сейсмостойком исполнении «С» (исполнение для районов с сейсмичностью свыше 6 до 9 баллов включительно). Вид климатического исполнения УХЛ (в макроклиматическом районе с умеренным и холодным климатом и размещении на открытом воздухе с возможным диапазоном температур окружающего воздуха от плюс 40 °С до минус 60 °С), категория размещения 1. Задвижки предусмотрены с заводским антикоррозионным покрытием. Установка задвижек подземная. Температуру рабочей среды принимаем от минус 15 °С до плюс 40 °С.[3]

3.2. Определение диаметра и толщины стенки трубопровода

Внутренний диаметр нефтепровода вычисляется по формуле [1,13]:

$$D_0 = \sqrt{\frac{4Q_u}{3600\pi w_0}}, \quad (3.5)$$

где w_0 – рекомендуемая ориентировочная скорость перекачки (м/с), определяемая из графика [1], представленного на рисунке 3.1 (в соответствии с графиком принимаем $w_0=1,2$ м/с) .

$$D_0 = \sqrt{\frac{4 \times 1198,87}{3600 \times 3,14 \times 1,2}} = 0,550 \text{ м} = 550 \text{ мм}$$

					Расчетная часть	Лист
						29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По вычисленному значению внутреннего диаметра, принимается ближайший стандартный наружный диаметр нефтепровода – 530 мм.

Выбираем, что для сооружения нефтепровода применяются трубы Челябинского трубного завода по ЧТЗ ТУ14–3–1270–84 из стали марки 17ГС (временное сопротивление стали на разрыв $\sigma_{вр} = 510$ МПа, $\sigma_T = 353$ МПа коэффициент надежности по материалу $K_I = 1,47$) [16].

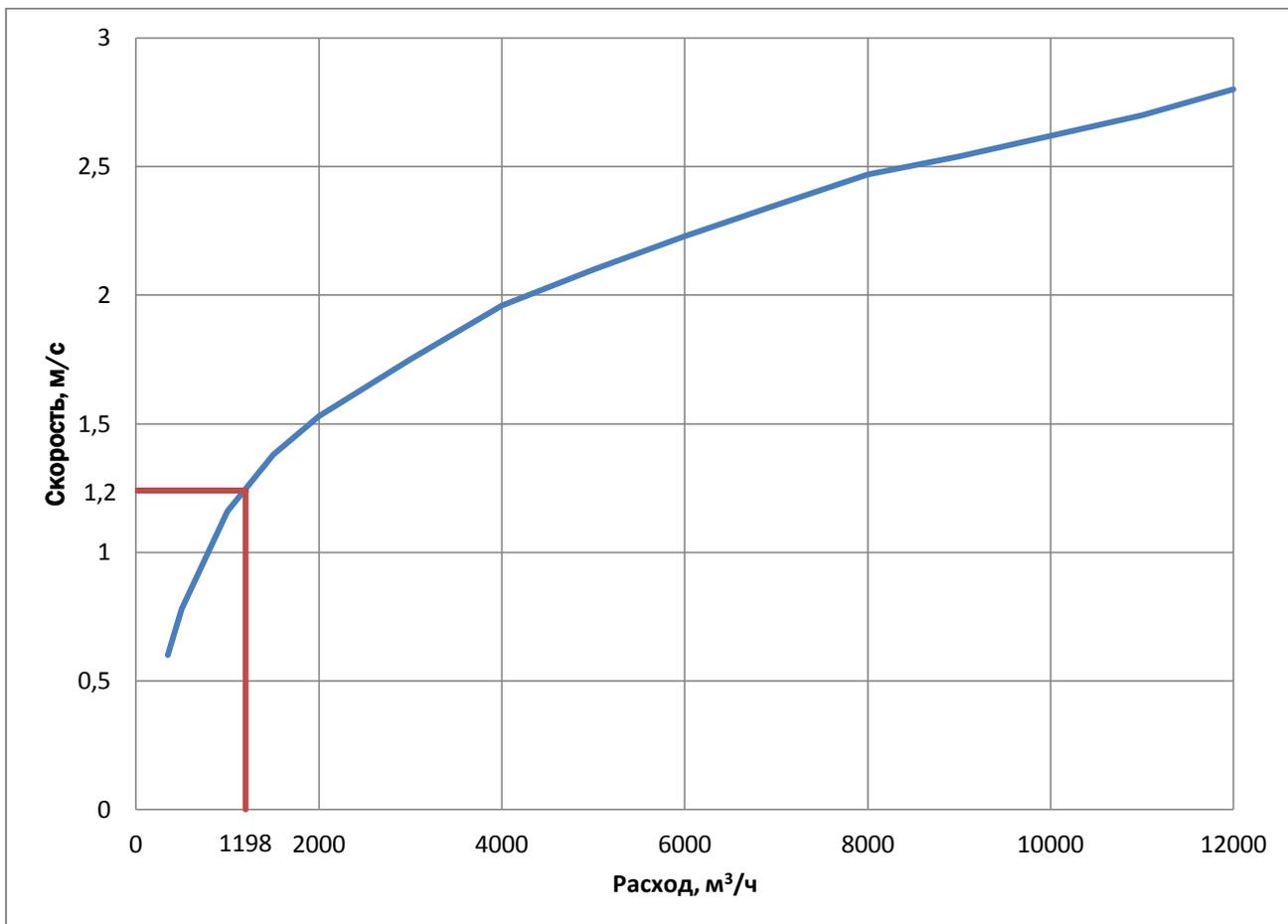


Рисунок 3.1 Зависимость рекомендуемой скорости перекачки от производительности нефтепровода

Расчетную величину толщины стенки найдем по формуле:

$$\delta = \frac{n_p P D_n}{2(R_1 + n_p P)}, \quad (3.6)$$

где n_p – коэффициент надежности по нагрузке (для нефте- и продуктопроводов, работающих по системе «из насоса в насос» принимаем

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		30

равным $n_p = 1,15$);

R_1 – расчетное сопротивление металла трубы и сварных соединений:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m_0}{K_1 \cdot K_H}, \quad (3.7)$$

P – рабочее (нормативное) давление, МПа;

m_0 – коэффициент условий работы трубопровода (принимается равным $m_0 = 0,9$, магистральный трубопровод III класса (свыше DN 300 – до DN 500 включительно [11]);

K_1 – коэффициент надежности по материалу ($K_1 = 1,47$);

K_H – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра (для $D_H \leq 1000$, $K_H = 1$).

$$R_1 = \frac{510 \times 0,90}{1,47 \times 1} = 312,24 \text{ МПа}$$

Определим расчетное значение толщины стенки трубопровода

$$\delta = \frac{n_p P D_H}{2(R_1 + n_p P)} = \frac{1,15 \times 6,44 \times 530}{2 \times (312,24 + 1,15 \times 6,44)} = 6,14 \text{ мм}$$

Полученное значение округляем в большую сторону до стандартного значения и принимаем толщину стенки равной – 7 мм.

При наличии продольных осевых сжимающих напряжений толщину стенки следует определять из формулы

$$\delta = \frac{n_p P D_H}{2(\psi_1 R_1 + n_p P)}, \quad (3.8)$$

где ψ_1 – коэффициент, учитывающий двухосное напряжение состояния труб.

					Расчетная часть	Лист
						31
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1}, \quad (3.9)$$

где σ_{npN} – абсолютное значение продольных осевых сжимающих напряжений, вычисляемое по действующим расчетным нагрузкам и воздействиям с учетом упруго–пластической работы металла труб в зависимости от принятых конструктивных решений.

$$\sigma_{npN(\pm)} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n_p P D_e}{2\delta}, \quad (3.10)$$

где α – коэффициент линейного расширения металла трубы ($\alpha=12 \cdot 10^{-6}$ град $^{-1}$);

E – модуль упругости металла ($2,06 \cdot 10^5$ Мпа);

Δt – расчетный температурный перепад.

Определяем абсолютное значение максимального положительного и максимального отрицательного температурных перепадов по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha_t \cdot E}, \quad (3.11)$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha_t \cdot E}, \quad (3.12)$$

где μ – коэффициент Пуассона ($\mu=0,3$).

$$\Delta t_{(+)} = \frac{0,3 \times 312,24}{12 \cdot 10^{-6} \times 2,06 \cdot 10^5} = 37,89^\circ C$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-0,3) \times 312,24}{12 \cdot 10^{-6} \times 2,06 \cdot 10^5} = 88,42^\circ C$$

Для дальнейшего расчета принимаем большее из значений, $\Delta t=88,42^\circ C$.

Рассчитаем продольные осевые напряжения σ_{npN} :

$$\sigma_{npN(\pm)} = -12 \cdot 10^{-6} \times 2,06 \cdot 10^5 \times 88,42 + 0,3 \times \frac{1,15 \times 6,44 \times (530 - 2 \times 7)}{7} =$$

					Расчетная часть	Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$=-54,79 \text{ МПа.}$$

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений.

Вычислим коэффициент ψ_1 :

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{|-54,79|}{312,24} \right)^2} - 0,5 \times \frac{|-54,79|}{312,24} = 0,9$$

Пересчитываем толщину стенки из условия

$$\delta = \frac{n_p P D_n}{2(\Psi_1 R_1 + n_p P)} = \frac{1,15 \times 6,44 \times 530}{2 \times (0,9 \times 312,24 + 1,15 \times 6,44)} = 6,799 \text{ мм}$$

Расчеты подтвердили возможность использования стенки с ранее принятой толщиной $\delta = 7$ мм.

3.3. Расчет прочности и устойчивости нефтепровода

Подземные трубопроводы проверяют на прочность, деформацию и общую устойчивость в продольном направлении, а также против всплытия.

Проверку на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении производят по условию [11–13, 17–19]:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 R_1, \quad (3.13)$$

где σ_{npN} – продольное осевое напряжение от расчетных нагрузок и воздействий;

ψ_2 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{npN} \geq 0$) принимаемым равным единице, при сжимающих ($\sigma_{npN} < 0$) – определяемый по формуле:

$$\Psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{кц}}{R_1}, \quad (3.14)$$

					Расчетная часть	Лист
						33
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где $\sigma_{\kappa\zeta}$ – кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления, вычисляемые по формуле

$$\sigma_{\kappa\zeta} = n_p \cdot \sigma_{\kappa\zeta}^H, \quad (3.15)$$

где $\sigma_{\kappa\zeta}^H$ – кольцевые напряжения от рабочего давления:

$$\sigma_{\kappa\zeta}^H = \frac{P \cdot D_6}{2\delta} = \frac{6,44 \times (530 - 2 \times 7)}{2 \times 7} = 237,36 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\kappa\zeta} = 1,15 \times 221,11 = 272,96 \text{ МПа}$$

Вычислим коэффициент ψ_2 :

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{272,96}{312,24} \right)^2} - 0,5 \times \frac{272,96}{312,24} = 0,216$$

Следовательно, $\psi_2 R_1 = 0,216 \times 312,24 = 67,52$ МПа

Так как $|-54,79| < 67,52$ МПа, то выше поставленное условие прочности трубопровода выполняется.

Проверку на отсутствие недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов производят по условиям [11–13, 17–19]:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H \quad (3.16)$$

$$\text{и} \quad \sigma_{\kappa\zeta}^H \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H, \quad (3.17)$$

где $\sigma_{\kappa\zeta}^H$ – максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий;

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ψ_3 принимаемым

					Расчетная часть	Лист
						34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

единице, а при сжимающих определяют по формуле:

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \times \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right), \quad (3.18)$$

где R_2^H – нормативное сопротивление, которое равно пределу текучести, определяемому по государственным стандартам и техническим условиям на трубы ($R_2^H = \sigma_T = 353 \text{ МПа}$)

Вычисляем комплекс:

$$\frac{m_0}{0,9 k_H} R_2^H = \frac{0,9 \times 353}{0,9 \times 1} = 353 \text{ МПа}$$

Вычисляем коэффициент ψ_3 :

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{237,36}{353} \right)^2} - 0,5 \times \left(\frac{237,36}{353} \right) = 0,477$$

$$\psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 k_H} \cdot R_2^H = 0,477 \times \frac{0,9 \times 353}{0,9 \times 1} = 168,29 \text{ МПа}$$

Находим максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе по формуле

$$\sigma_{\text{ПП}}^H = \mu \sigma_{\text{кц}}^H - \alpha E \Delta t = \pm \frac{E \cdot D_H}{2 \cdot \rho_{\text{min}}}, \quad (3.19)$$

где ρ_{min} – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода определяемый из условия:

$$R_{\text{доп}} \geq \frac{0,5 E D_H}{\psi_3 \frac{m_0}{0,9 \times K_H} R_2^H - \left| \mu \times \sigma_{\text{кц}}^H - \alpha E \Delta T \right|}; \quad (3.20)$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		35

$$R_{\min} = \frac{0,5 \times 2,06 \cdot 10^5 \times 0,53}{0,477 \times \frac{0,9}{0,9 \times 1} 353 - |0,3 \times 237,36 - 1,2 \cdot 10^{-5} \times 2,06 \cdot 10^5 \times 88,42|} = 1166,79 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{np}^H = 0,3 \times 237,36 - 1,2 \cdot 10^{-5} \times 2,06 \cdot 10^5 \times 88,42 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \times 0,530}{2 \times 1166,79} =$$

$$= -115,75 \text{ МПа}$$

237,36 МПа < 353 МПа – условие $\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H$ выполняется.

$|-115,75| \text{ МПа} < 168,29 \text{ МПа}$ – условие $|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H$ выполняется,

следовательно, недопустимые пластические деформации трубопровода отсутствуют.

Проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы производят по неравенству [11–13, 17–19]:

$$S \leq m_0 N_{кр}, \quad (3.21)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода;
 $N_{кр}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

$$S = F_T [(0,5 - \mu) \sigma_{кц} + \alpha E \Delta T], \quad (3.22)$$

где F_T – площадь поперечного сечения трубы:

$$F = \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_s^2) = \frac{3,14}{4} \times (0,53^2 - 0,516^2) = 0,0114 \text{ м}^2;$$

$$S = 0,0114 \times [(0,5 - 0,3) \times 272,96 + 1,2 \cdot 10^{-5} \times 2,06 \cdot 10^5 \times 88,42] = 3,14 \text{ МН},$$

Определим продольное критическое усилие для прямолинейных участков

					Расчетная часть	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

подземных трубопроводов в случае пластической связи с грунтом:

$$N_{кр}^{(1)} = 4,09 \times \sqrt[11]{P_0^2 \times q_{верт}^4 \times F^2 \times E^5 \times J^3}, \quad (3.23)$$

где P_0 – сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины;

$q_{верт}$ – сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины.

Величина P_0 определяется следующим образом:

$$P_0 = \pi D_n (C_{зп} + P_{зп} \cdot \text{tg} \cdot \phi_{зп}), \quad (3.24)$$

где $C_{зп}$ – коэффициент сцепления грунта (принимается $C_{зп} = 25$ КПа, для суглинок);

$P_{зп}$ – среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом;

$\phi_{зп}$ – угол внутреннего трения грунта (принимается $\phi_{зп} = 20^\circ$, для суглинок).

Величина $P_{зп}$ вычисляется по формуле:

$$P_{зп} = \frac{2n_{зп} \gamma_{зп} D_n \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\phi_{зп}}{2} \right) \right] + q_{мр}}{\pi D_n}, \quad (3.25)$$

где $n_{зп}$ – коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта (принимается $n_{зп} = 0,8$);

$\gamma_{зп}$ – удельный вес грунта (принимается $\gamma_{зп} = 19,0$ кН/м³, для суглинок);

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта (принимается $h_0 = 0,8$ м, при прокладке трубопровода с условным диаметром менее 1000 мм);

$q_{мр}$ – расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

					Расчетная часть	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$q_{mp} = q_m + q_u + q_{np}, \quad (3.26)$$

Определяем нагрузку от собственного веса металла трубы по формуле

$$q_m = n_{c.в} \times \gamma_m \times \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_в^2), \quad (3.27)$$

где $n_{c.в}$ – коэффициент надежности по нагрузкам от действия собственного веса (принимаем $n_{c.в} = 0,95$, при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения);

γ_m – удельный вес металла, из которого изготовлены трубы (для стали $\gamma_m = 78500 \text{ Н/м}^3$);

$$q_m = 0,95 \times 78500 \times \frac{3,14}{4} \times (0,53^2 - 0,515^2) = 857,28 \text{ Н/м}$$

Для ориентировочных расчетов вес собственного изоляционного покрытия и различных устройств, которые могут быть установлены на трубопроводе, можно принять равными 10% от собственного веса металла трубы:

$$q_u = 0,1 \times q_m = 0,1 \times 857,28 = 85,73 \text{ Н/м}$$

Определяем нагрузку от веса нефти, находящегося в трубопроводе единичной длины по формуле

$$q_{np} = \rho_n g \frac{\pi \cdot D_в^2}{4} = 850 \times 9,81 \times \frac{3,14 \times 0,516^2}{4} = 1742,84 \text{ Н/м}$$

Определим нагрузку от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемой нефтью q_{mp} :

$$q_{mp} = 857,28 + 85,728 + 1742,84 = 2685,85 \text{ Н/м}$$

Определим сопротивление вертикальным перемещениям отрезка

					Расчетная часть	Лист
						38
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопровода единичной длины и осевой момент инерции по формулам:

$$q_{\text{всепт}} = n_{\text{сп}} \gamma_{\text{сп}} D_{\text{н}} \left(h_0 + \frac{D_{\text{н}}}{2} - \frac{\pi \cdot D_{\text{н}}}{8} \right) + q_{\text{мп}} =$$

$$= 0,8 \times 19000 \times 0,53 \times \left(0,8 + \frac{0,53}{2} - \frac{3,14 \times 0,53}{8} \right) + 2685,85 = 12941,34 \text{ Н/м},$$

$$J = \frac{\pi}{64} (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{с}}^4) = \frac{3,14}{64} \times (0,53^4 - 0,516^4) = 0,00039 \text{ м}^4$$

Определяем среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом P_{2p} :

$$P_{2p} = \frac{2 \times 0,8 \times 19000 \times 0,53 \times \left[\left(0,8 + \frac{0,53}{8} \right) + \left(0,8 + \frac{0,53}{2} \right) \times \text{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{20^\circ}{2} \right) \right] + 2685,85}{3,14 \times 0,53} =$$

$$= 12315,305 \text{ Па}$$

Определяем сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины P_0 :

$$P_0 = 3,14 \times 0,53 \times (25000 + 12315,305 \times \text{tg} 20^\circ) = 87455,9 \text{ Па}$$

Определим критическое усилие для прямолинейных участков в случае пластической связи трубы с грунтом $N_{\text{кр}}^{(1)}$:

$$N_{\text{кр}}^{(1)} = 4,09 \times \sqrt[4]{(87579,32)^2 \times (13000,98)^4 \times (0,0123)^2 \times (2,06 \cdot 10^{11})^5 \times (0,00042)^3} \text{ Н} =$$

$$= 7226596 = 7,23 \text{ МН}$$

$$m_0 N_{\text{кр}}^{(1)} = 0,9 \times 7226596 = 6,5 \text{ МН}$$

Определяем продольное критическое усилие для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае упругой связи с грунтом: по

					Расчетная часть	Лист
						39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

формуле

$$N_{кр}^{(2)} = 2\sqrt{\kappa_0 D_n EJ}, \quad (3.28)$$

где κ_0 – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии (принимается $\kappa_0 = 10$ МН/м³, для суглинок).

$$N_{кр}^{(2)} = 2 \times \sqrt{10 \times 0,53 \times 2,06 \times 10^5 \times 0,00039} = 41,44 \text{ МН}$$

Следовательно,

$$mN_{кр}^{(2)} = 0,9 \times 41,44 = 37,29 \text{ МН}$$

Выполним проверку по посчитанным параметрам и заданному условию:

$$S \leq m_0 N_{кр},$$

(3.29)

$$3,14 \text{ МН} < 6,5 \text{ МН};$$

$$3,14 \text{ МН} < 37,29 \text{ МН}.$$

Условия выполняются, соответственно общая устойчивость прямолинейных участков нефтепровода обеспечена.

Для криволинейных участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом критическое усилие находится по формуле:

$$N_{кр}^{(3)} = 0,375 q_{верт} \rho_{\min}, \quad (3.30)$$

$$N_{кр}^{(3)} = 0,375 \times 12941,34 \times 1166,78 = 5,66 \times 10^6 \text{ Н}$$

$$m_0 N_{кр}^{(3)} = 0,9 \times 5,66 = 5,09 \text{ МН}$$

Выполним проверку по посчитанным параметрам и заданному условию:

					Расчетная часть	Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$S \leq m_0 N_{кр} \quad (3.31)$$

$$3,14 \text{ МН} < 5,09 \text{ МН}$$

Условие устойчивости криволинейных участков нефтепровода выполняется.

3.4. Проектирование нефтепровода в условиях болотистой местности

Общая протяженность болот и обводненной местности на проектируемом нефтепроводе составляет около ■ км, что составляет около ■% от общей протяженности нефтепровода. На болотах и заболоченных участках проектируемого трубопровода предусмотрена подземная прокладка трубопровода методом протаскивания.

Для предотвращения дополнительных напряжений, прокладка трубопроводов на болотах предусмотрена прямолинейно, с минимальным числом поворотов.

Прокладка трубопроводов при переходе через болота в зависимости от мощности торфяного слоя и водного режима должна предусматриваться непосредственно в торфяном слое или на минеральном основании.

Подземная прокладка на болотах I и II типов может предусматриваться в торфяном слое, если несущая способность торфяного слоя болота больше давления, оказываемого нефтепроводом на это торфяное основание.

При прокладке проектируемого нефтепровода в болотах, меняется категория участка магистрального нефтепровода. Категорию следует принимать в соответствии с таблицей 3.1 [11]:

					Расчетная часть	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1-\mu) \cdot R_1}{\alpha_t \cdot E} = \frac{(1-0,3) \times 260,2}{12 \times 10^{-6} \times 2,06 \times 10^5} = 73,68^\circ\text{C},$$

$$\sigma_{npN(\pm)} = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{n_p P D_B}{2\delta}, \quad (3.32)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{npN(\pm)} &= -12 \times 10^{-6} \times 2,06 \times 10^5 \times 73,68 + 0,3 \times \frac{1,15 \times 6,44 \times (530 - 2 \times 7,5)}{7,5} = \\ &= -29,58 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Знак «минус» указывает на наличие осевых сжимающих напряжений.

Вычислим коэффициент ψ_1 :

$$\psi_1 = \sqrt{1 - 0,75 \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{|-29,58|}{260,2} \right)^2} - 0,5 \times \frac{|-29,58|}{260,2} = 0,938$$

Пересчитываем толщину стенки из условия

$$\delta = \frac{n_p \cdot P \cdot D_n}{2(\psi_1 \cdot R_1 + n_p \cdot P)} = \frac{1,15 \times 6,44 \times 530}{2 \times (0,938 \times 260,2 + 1,15 \times 6,44)} = 7,8 \text{ мм}$$

Таким образом, ранее принятая толщина стенки – 7,5 мм, не может быть принята из-за наличия осевых сжимающих напряжений. Выбираем ближайшее стандартное значение для данной трубы – 8 мм.

Проверку на прочность подземных трубопроводов в продольном направлении производят по условию [11–13, 17–19]:

$$|\sigma_{npN}| \leq \psi_2 R_1, \quad (3.33)$$

$$\sigma_{кц}^H = \frac{P \cdot D_6}{2\delta} = \frac{6,44 \times (530 - 2 \times 8)}{2 \times 8} = 206,885 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{кц} = 1,15 \times 206,885 = 237,92 \text{ МПа}$$

					Расчетная часть	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вычислим коэффициент ψ_2 :

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1} \right)^2} = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{237,92}{260,2} \right)^2} - 0,5 \times \frac{237,92}{260,2} = 0,154$$

Следовательно $\psi_2 \cdot R_2 = 0,154 \times 260,2 = 39,95$ МПа

$$\begin{aligned} \sigma_{np N(\pm)} &= -12 \times 10^{-6} \times 2,06 \times 10^5 \times 73,68 + 0,3 \times \frac{1,15 \times 6,44 \times (530 - 2 \times 8)}{8} = \\ &= -39,39 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Так как $|-39,39| < 39,95$ МПа, то выше поставленное условие прочности трубопровода выполняется.

Проверку на отсутствие недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов производят по условиям [11–13,17–19]:

$$|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \cdot \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H \quad (2.34)$$

$$\text{и} \quad |\sigma_{кц}^H| \leq \frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H, \quad (2.35)$$

$$\frac{m_0}{0,9 k_n} R_2^H = \frac{0,75 \times 353}{0,9 \times 1} = 294,17 \text{ МПа}$$

Вычисляем коэффициент ψ_3 :

$$\begin{aligned} \psi_3 &= \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \times \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^H} \right) = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{206,885}{294,17} \right)^2} - \\ &= 0,44, \end{aligned}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

$$\psi_3 \frac{m_0}{0,9k_n} R_2^H = 0,44 \times \frac{0,75 \times 353}{0,9 \times 1} = 129,17 \text{ МПа}$$

Находим минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода определяемый из условия:

$$R_{\text{доп}} \geq \frac{0,5ED_H}{\psi_3 \frac{m_0}{0,9 \times K_H} R_2^H - |\mu \times \sigma_{\text{кц}}^H - \alpha E \Delta T|}; \quad (3.36)$$

$$R_{\text{мин}} = \frac{0,5 \times 2,06 \cdot 10^5 \times 0,53}{0,44 \times \frac{0,75}{0,9 \times 1} 353 - |0,3 \times 206,885 - 1,2 \cdot 10^{-5} \times 2,06 \cdot 10^5 \times 73,68|} = 5576,72 \text{ м},$$

ввиду небольшого запаса по прочности и недопустимой величины минимального радиуса при прокладке, принимаем толщину стенки $\delta=9\text{мм}$. Пересчитываем все величины:

$$\sigma_{\text{кц}}^H = \frac{P \cdot D_6}{2\delta} = \frac{6,44 \times (530 - 2 \times 9)}{2 \times 9} = 183,18 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{кц}} = 1,15 \times 183,18 = 210,66 \text{ МПа}$$

Вычислим коэффициент ψ_2 :

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{|\sigma_{\text{кц}}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \frac{\sigma_{\text{кц}}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{210,66}{260,2} \right)^2} - 0,5 \times \frac{210,66}{260,2} = 0,3$$

Следовательно, $\psi_2 R_2 = 0,3 \times 260,2 = 80,2 \text{ МПа}$

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{пр N}(\pm)} &= -12 \times 10^{-6} \times 2,06 \times 10^5 \times 73,68 + 0,3 \times \frac{1,15 \times 6,44 \times (530 - 2 \times 9)}{9} = \\ &= -55,75 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Так как $|-55,75| < 80,2 \text{ МПа}$, то выше поставленное условие прочности трубопровода выполняется.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

Проверка на отсутствие недопустимых пластических деформаций

$$\frac{m_0}{0,9k_H} R_2^H = \frac{0,75 \times 353}{0,9 \times 1} = 294,17 \text{ МПа}$$

Вычисляем коэффициент ψ_3 :

$$\begin{aligned} \psi_3 &= \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right)^2} - 0,5 \times \left(\frac{\sigma_{кц}^H}{\frac{m_0}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H} \right) = \\ &= \sqrt{1 - 0,75 \times \left(\frac{183,18}{294,17} \right)^2} - 0,5 \times \left(\frac{183,18}{294,17} \right) = 0,53 \end{aligned}$$

$$\psi_3 \frac{m_0}{0,9k_H} R_2^H = 0,53 \frac{0,75 \times 353}{0,9 \times 1} = 156,13 \text{ МПа}$$

Находим минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода:

$$R_{\min} = \frac{0,5 \times 2,06 \cdot 10^5 \times 0,53}{0,53 \times \frac{0,75}{0,9 \times 1} 353 - |0,3 \times 183,18 - 1,2 \cdot 10^{-5} \times 2,06 \cdot 10^5 \times 73,68|} = 1467,94 \text{ м};$$

$$\sigma_{np}^H = \mu \sigma_{кц}^H - \alpha E \Delta t \pm \frac{E \cdot D_e}{2 \cdot \rho_{\min}}, \quad (3.37)$$

$$\begin{aligned} \sigma_{np}^H &= 0,3 \times 206,885 - 1,2 \cdot 10^{-5} \times 2,06 \cdot 10^5 \times 73,68 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \times 0,530}{2 \times 1467,94} = \\ &= -98,24 \text{ МПа} \end{aligned}$$

183,18 МПа < 294,17 МПа – условие $\sigma_{кц}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H$ выполняется.

|-98,24| МПа < 156,13 МПа – условие $|\sigma_{np}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H$ выполняется,

следовательно, недопустимые пластические деформации трубопровода

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

отсутствуют.

Проверим трубопровод на устойчивость в продольном направлении с учётом дополнительных напряжений изгиба вследствие осадки торфяного основания.

$$S \leq m_0 N_{кр}, \quad (3.38)$$

$$F = \frac{\pi}{4} (D_n^2 - D_e^2) = \frac{3,14}{4} \times (0,53^2 - 0,512^2) = 0,0147 \text{ м}^2;$$

$$S = F_T [(0,5 - \mu) \sigma_{кц} + \alpha E \Delta T] = 0,0147 \times [(0,5 - 0,3) \times 210,66 + 1,2 \times 10^{-5} \times 2,06 \times 10^5 \times \times 73,68] = 3,3 \text{ МПа}$$

$$N_{кр}^{(1)} = 4,09 \times \sqrt[11]{P_0^2 \times q_{верт}^4 \times F^2 \times E^5 \times J^3}, \quad (3.39)$$

$$P_0 = \pi D_n (C_{зп} + P_{зп} \times \text{tg} \phi_{зп}), \quad (3.40)$$

где $C_{зп}$ – коэффициент сцепления грунта (принимаем $C_{зп} = 2$ КПа, для торфа);

$\phi_{зп}$ – угол внутреннего трения грунта (принимаем $\phi_{зп} = 23^\circ$, для торфа);

$\gamma_{зп}$ – удельный вес грунта (принимаем $\gamma_{зп} = 7$ кН/м³, для торфа);

h_0 – высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта (принимаем $h_0 = 0,6$ м, в болотистой местности при отсутствии проезда автотранспорта и сельскохозяйственных машин);

Определим сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины и осевой момент инерции по формулам:

$$q_{верт} = n_{зп} \gamma_{зп} D_n \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi D_n}{8} \right) + q_{тр} =$$

					Расчетная часть	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$= 0,8 \times 7000 \times 0,53 \times \left(0,6 + \frac{0,53}{2} - \frac{3,14 \times 0,53}{8} \right) + 2923,72 = 6108,46 \text{ Н/м},$$

$$P_{ep} = \frac{2n_{ep} \cdot \gamma_{ep} \cdot D_n \left[\left(h_0 + \frac{D_n}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_n}{2} \right) \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{\phi_{ep}}{2} \right) \right] + q_{mp}}{\pi D_n} \quad (3.41)$$

$$P_{ep} = \frac{2 \times 0,8 \times 7000 \times 0,53 \left[\left(0,6 + \frac{0,53}{8} \right) + \left(0,6 + \frac{0,53}{2} \right) \times \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ - \frac{23^\circ}{2} \right) \right] + 2923,72}{3,14 \times 0,53} =$$

$$= 13844,09 \text{ Па}$$

Определяем сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины P_0 в условиях болот:

$$P_0 = \pi D_n (C_{ep} + P_{ep} \times \operatorname{tg} \phi_{ep}) = 3,14 \times 0,53 \times (2000 + 13884,09 \times \operatorname{tg} 23^\circ) = 39918,39 \text{ Па}$$

Определим критическое усилие для прямолинейных участков в случае пластической связи трубы с грунтом $N_{кр}^{(1)}$:

$$N_{кр}^{(1)} = 4,09 \times \sqrt[11]{(39918,39)^2 \times (6108,46)^4 \times (0,0147)^2 \times (2,06 \times 10^{11})^5 \times (0,00049)^3} =$$

$$5422914,8 = 5,4 \text{ МН}$$

$$m_0 N_{кр}^{(1)} = 0,75 \times 5,4 = 4,07 \text{ МН}$$

Определяем продольное критическое усилие для прямолинейных участков подземных трубопроводов в случае упругой связи с грунтом в болотистой и обводненной местности по формуле:

$$N_{кр}^{(2)} = 2 \sqrt{\kappa_0 D_n E J}, \quad (3.42)$$

где κ_0 – коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии (принимается $\kappa_0 = 0,7 \text{ МН/м}^3$, для торфа).

					Расчетная часть	Лист
						48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$N_{кр}^{(2)} = 2\sqrt{0,7 \times 0,53 \times 2,06 \times 10^5 \times 0,00049} = 12,34 \text{ МН}$$

Следовательно,

$$m_0 N_{кр}^{(2)} = 0,75 \times 12,34 = 9,27 \text{ МН}$$

Выполним проверку по посчитанным параметрам и заданному условию:

$$S \leq m_0 N_{кр}, \quad (3.43)$$

$$3,3 \text{ МН} < 4,07 \text{ МН};$$

$$3,3 \text{ МН} < 9,27 \text{ МН}$$

Условия выполняются, соответственно общая устойчивость прямолинейных участков нефтепровода, проложенного в болотистой и обводненной местности, обеспечена.

Для криволинейных участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом критическое усилие находится по формуле:

$$N_{кр}^{(3)} = 0,375 q_{верт} \rho_{\min}, \quad (3.44)$$

$$N_{кр}^{(3)} = 0,375 \times 6108,46 \times 1523,54 = 4,32 \text{ МН}$$

$$m_0 N_{кр}^{(3)} = 0,75 \times 4,32 = 3,24 \text{ МН}$$

Выполним проверку по посчитанным параметрам и заданному условию (3.43):

$$3,3 \text{ МН} < 3,24 \text{ МН}$$

Условие устойчивости криволинейных участков нефтепровода, проложенных в болотистой и обводненной местности, не выполняется. Для выполнения поставленного условия можно увеличить толщину стенки или увеличить минимальный радиус (так как разница небольшая – 0,06 МН),

					Расчетная часть	Лист
						49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Определим минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода для участков, проложенных в болотистой и обводненной местности I и II категории.

$$\rho_{\min} = \frac{S}{m_0 \times 0,375 q_{\text{верт}}} = \frac{3,3}{0,75 \times 0,375 \times 6108,46} = 1788,7 \text{ м}$$

Для обеспечения устойчивости криволинейных участков нефтепровода, проложенных в болотистой и обводненной местности, радиус упругого изгиба оси трубопровода должен быть не менее $\rho_{\min} \geq 1788,7 \text{ м}$.

3.4.2. Расчет на прочность и устойчивость нефтепровода категории В

Путем аналогичных вычислений для нефтепровода проложенного в болотистой местности и имеющего категорию условий работы В получили следующие данные для стенки трубопровода:

Толщина стенки $\delta = 1 \text{ мм}$:

1. Проверка на прочность:

$$|-43,1| < 60,77 \text{ МПа} - \text{условие } |\sigma_{\text{прН}}| \leq \psi_2 \cdot R_1 \text{ выполняется.}$$

2. Проверка на отсутствие недопустимых пластических деформаций:

$$148,7 \text{ МПа} < 235,3 \text{ МПа} - \text{условие } \sigma_{\text{КЦ}}^H \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H \text{ выполняется;}$$

$$|-79,59| \text{ МПа} < 122,61 \text{ МПа} - \text{условие } |\sigma_{\text{пр}}^H| \leq \psi_3 \frac{m}{0,9 \cdot k_H} \cdot R_2^H \text{ выполняется.}$$

3. Проверка трубопровода на устойчивость в продольном направлении:

$$3,23 \text{ МН} < 3,6 \text{ МН} - \text{условие } S \leq m_0 N_{\text{кр}} \text{ выполняется.}$$

4. Проверка трубопровода на устойчивость в продольном направлении для криволинейных участков трубопровода, выполненных упругим изгибом:

$$3,23 \text{ МН} < 3,62 \text{ МН} - \text{условие } S \leq m_0 N_{\text{кр}} \text{ выполняется.}$$

Для данных участков нефтепровода радиус упругого изгиба принимается $R_{\min} = 2500 \text{ м}$, что говорит о том, что подобные участки должны быть выполнены прямолинейно.

					Расчетная часть	Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

3.4.3. Расчет устойчивости нефтепровода против всплытия

Участки трубопроводов, прокладываемые в подводной траншее через болота или заливаемые поймы, а также в обводненных районах, должны быть рассчитаны против всплытия (на устойчивость положения). Для обеспечения устойчивости положения должны предусматриваться балластирующие устройства в соответствии с РД–91.200.00–КТН–044–11 [4] и СП 86.13330.2014 [12].

Нормативный вес балластировки в воде рассчитывается по формуле:

$$N_{\text{бал}}^H = \frac{1}{n_{\delta}} (k_{\text{нв}} \times q_{\text{в}} + q_{\text{изг}} - q_{\text{мп}} - q_{\text{дон}}), \quad (3.45)$$

где n_{δ} – коэффициент надежности по нагрузке (принимается $n_{\delta}=0,9$, для железобетонных грузов);

$k_{\text{нв}}$ – коэффициент надежности устойчивости против всплытия (принимается $k_{\text{нв}}=1,05$, участки, проложенные через болота, поймы, водоемы при отсутствии течения, обводненные и заливаемые в пределах ГВВ 1%-ной обеспеченности);

$q_{\text{в}}$ – расчетная выталкивающая сила воды, действующая на единицу длины трубопровода;

$q_{\text{изг}}$ – расчетная интенсивность нагрузки от упругого отпора при свободном изгибе трубопровода;

$q_{\text{мп}}$ – расчетная нагрузка от 1 п.м. трубы, заполненной продуктом, если в процессе эксплуатации невозможно ее опорожнение и замещение продукта воздухом.

$$q_{\text{в}} = \rho_{\text{в}} g \frac{\pi D_{\text{сп}}^2}{4}, \quad (3.46)$$

$$q_{\text{изг}} = k_q \frac{EJ}{9\beta^2 R^3}, \quad (3.47)$$

					Расчетная часть	Лист
						51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где ρ_e – плотность воды, с учетом содержания солей и механических примесей (принимаяем $\rho_e = 1150 \text{ кг/м}^3$);

D_{cp} – наружный диаметр трубопровода с учетом изоляционного покрытия и футеровки (в соответствии с [4], принимаем $D_{\phi} = 30 \text{ мм}$, для защиты изоляционного покрытия балластируемого участка трубопровода с чугунными и железобетонными кольцевыми утяжелителями);

k_q – постоянный коэффициент: для выпуклых кривых $k_q = 8$, для вогнутых $k_q = 32$;

β – угол поворота оси трубопровода (принимаем $= 10^0$);

R – радиус кривизны рельефа дна траншеи, который должен быть больше или равен минимальному радиусу упругого изгиба оси трубопровода из условия прочности (принимаем $R = R_{II} = 1467 \text{ м}$, для участков, проложенных в болотах I, II типа).

$$D_{cp} = D_n + 2 \times (\delta_{из} + \delta_{\phi}) = 0,530 + 2 \times (0,005 + 0,003) = 0,546 \text{ м}$$

$$q_e = 1150 \times 9,8 \frac{3,14 \times (0,546)^2}{4} = 2937,417 \text{ Н/м}$$

Пересчитаем величину угла поворота оси в радианы:

$$\beta_{рад} = \frac{\beta \cdot \pi}{180} = \frac{10 \times 3,14}{180} = 0,174 \text{ рад}$$

$$q_{изг} = 32 \times \frac{2,06 \times 10^{11} \times 4,99 \times 10^{-4}}{9 \times 0,174^2 \times 1467^3} = 4,83 \text{ Н/м}$$

Рассчитаем нормативный вес балластировки в воде:

$$q_{бал.в}^H = \frac{1}{0,9} (1,05 \times 2937,417 + 4,83 - 2923,72) = 183 \text{ Н/м}$$

					Расчетная часть	Лист
						52
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Расстояние между центрами одиночных грузов, используемых для балластировки, определяется по формуле:

$$l_2 = \frac{m_2 g}{q_{бал.в.}^H} \left(1 - \frac{\rho_в}{\rho_б}\right), \quad (3.48)$$

где m_2 – масса одного груза (принимаяем $m_2=628$ кг, для железобетонных кольцевых грузов);

$\rho_б$ - плотность материала балластировки (принимаяем $\rho_б=2300$ кг/м³ для железобетонных грузов).

$$l_2 = \frac{628 \times 9,8}{183} \times \left(1 - \frac{1150}{2300}\right) = 16,76 \text{ м}$$

$$N_2 = \frac{l_б}{l_2} = \frac{1000}{16,76} = 59,65 \text{ штук.}$$

В результате расчета принимаем, что на каждый километр трубопровода, проложенного в болотистой местности, необходимо 60 железобетонных кольцевых балластирующих грузов, расположенных друг от друга на расстоянии 16,8 м.

3.5. Гидравлический расчет нефтепровода

Гидравлический расчет выполняем в соответствии с [5,6,11–13,19] Определяем секундный расход нефти и ее среднюю скорость по формулам:

$$Q_c = \frac{Q_u}{3600} = \frac{1198,87}{3600} = 0,333 \text{ м}^3 / \text{с},$$

$$w = \frac{4Q_c}{\pi D_в^2} = \frac{4 \times 0,333}{3,14 \times 0,516^2} = 1,59 \text{ м / с}$$

Потери напора на трение h в трубе круглого сечения определяют по формуле Дарси – Вейсбаха:

$$h = \lambda \frac{L v^2}{d \cdot 2g}, \quad (3.49)$$

					Расчетная часть	Лист
						53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления, который зависит от режима течения жидкости.

Режим движения потока в трубопроводе характеризуется числом Рейнольдса.

$$Re = \frac{wD_{\epsilon}}{\nu_T} = \frac{4Q_c}{\pi D_{\epsilon} \nu_T}, \quad (3.50)$$

где ν_T – расчетная вязкость нефти.

$$Re = \frac{1,6 \times 0,516}{25 \cdot 10^{-6}} = 32885,9$$

Так как $Re > 2320$, режим течения жидкости турбулентный. При турбулентном режиме различают три зоны трения: гидравлически гладких труб (λ зависит только от Re), смешанного трения (λ зависит от Re и относительной шероховатости труб ϵ), квадратичного трения (зависит только от ϵ). Границами этих зон являются переходные числа Рейнольдса:

$$Re_I = \frac{10}{\epsilon} \quad (2.51)$$

и $Re_{II} = \frac{500}{\epsilon}, \quad (3.52)$

где $\epsilon = \frac{K_s}{D_{\epsilon}}$ – относительная шероховатость труб, выраженная через эквивалентную шероховатость (принимаяем $K_s = 0,05$ мм, для новых чистых сварных стальных труб) и диаметр.

$$\epsilon = \frac{0,05}{515} = 9,7 \cdot 10^{-5}$$

Первое переходное число Рейнольдса:

$$Re_I = \frac{10}{9,7 \cdot 10^{-5}} = 103000$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

Второе переходное число Рейнольдса:

$$Re_{II} = \frac{500}{9,7 \cdot 10^{-5}} = 5150000$$

Так как $Re < Re_I$, то течение нефти происходит в зоне гидравлически гладких труб, поэтому коэффициент гидравлического сопротивления вычисляем по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{32960^{0,25}} = 0,0235$$

Определяем гидравлический уклон в нефтепроводе по формуле:

$$i = \frac{\lambda w^2}{D_g 2g} = \beta \frac{Q_c^{2-m}}{D_g^{5-m}} = \frac{0,0235 \times 1,6^2}{0,516 \times 2 \times 9,81} = 0,00589.$$

Определяем полные потери в трубопроводе, приняв $H_{кп} = 40$ м. Число эксплуатационных участков определяем по формуле

$$N_3 = \frac{L}{400 \dots 600} = \frac{300}{400 \dots 600} \approx 1,$$

$$H = 1,02iL + \Delta Z + N_3 H_{кп},$$

(3.53)

где ΔZ — разность геодезических отметок конца Z_2 и начала Z_1 трубопровода.

$$H = 1,02 \times 0,00589 \times 300000 + 179,4 + 1 \times 40 = 2047,6 \text{ м.}$$

Определяем расчетный напор одной станции по формуле

$$H_{ст} = m_{мн} H_{мн} = 3 \times 239,8 = 719,4 \text{ м.}$$

					Расчетная часть	Лист
						55
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Из уравнения баланса определяем число насосных станций:

$$n = \frac{1,02iL + \Delta Z + N_{\text{э}}(H_{\text{кп}} - H_{\text{нп}})}{H_{\text{ст}}} = \frac{H - N_{\text{э}}H_{\text{нп}}}{H_{\text{ст}}} = \frac{2047,6 - 1 \times 54}{719,4} = 2,77.$$

При округлении числа станций в большую сторону ($n=3$) необходимо откорректировать работу нефтеперекачивающих станций. Для этого построим совмещенную характеристику нефтепровода и нефтеперекачивающих станций для определения оптимального количества насосных агрегатов. Для этого выполним гидравлический расчет нефтепровода в диапазоне от 600 до 1300 м³/ч с шагом 100 м³/ч. Результаты вычислений представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчета характеристик трубопровода и перекачивающих станций.

Расход, Q, м ³ /ч	Напор насосов		Характеристика трубопровода Н, м	Характеристика нефтеперекачивающих станций Н, м			
	Н _м , м	Н _п , м		9	8	7	6
600	277,3	65,4	705,3	2560,8	2283,6	2006,3	1729,0
700	272,7	64,0	871,6	2518,7	2246,0	1973,2	1700,5
800	267,5	62,4	1063,5	2470,2	2202,6	1935,1	1667,6
900	261,6	60,6	1280,9	2415,1	2153,5	1891,9	1630,3
1000	255,0	58,6	1524,0	2353,6	2098,6	1843,6	1588,6
1100	247,7	56,4	1792,6	2285,6	2037,9	1790,2	1542,5
1200	239,7	53,9	2086,8	2211,1	1971,4	1731,8	1492,1
1300	231,0	51,3	2406,6	2130,2	1899,2	1668,2	1437,2

График совмещенной характеристики нефтепровода и нефтеперекачивающей станции представлен на рисунке 3.2.

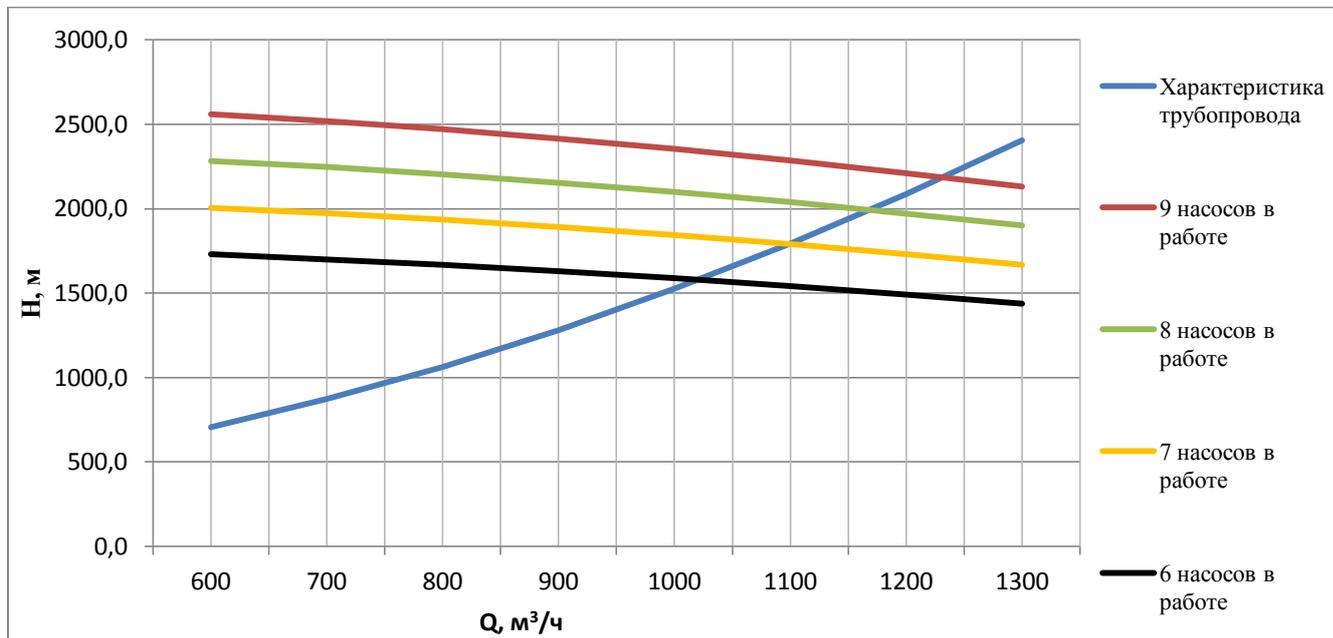


Рисунок 3.2 – Совмещенная характеристика нефтепровода и НПС

Из совмещенной характеристики видно, что для проектного расхода (1120 м³/ч) работать должны 7 магистральных насосов. Но с учетом коэффициента неравномерности перекачки $k_{nn} = 1,07$ для обеспечения расхода 1198 м³/ч, в работе должно быть 8 насосных агрегатов. Для уменьшения потерь (в первую очередь материальных) необходимо скорректировать работу насосных станций.

Первый вариант: это исключить на одной из станций магистральный насос (работа по схеме 2 насоса в работе, один в резерве), но это ведет к снижению надежности системы.

Второй вариант – замена или обточка роторов магистральных насосов. Определим необходимый напор для работы 3 станций по формуле:

$$H_{ст}^* = \frac{H - N_{э} H_{nn}}{n'} = \frac{2047,6 - 1 \times 54}{3} = 664,5 \text{ м,}$$

Определим напор, создаваемый одним насосным агрегатом (по схеме работы 3 насоса в работе, 1 насос в резерве):

$$h_{мн}^* = \frac{H_{ст}^*}{m_{мн}} = \frac{664,5}{3} = 221,5 \text{ м}$$

Для обеспечения работы в номинальном режиме при заданном расходе определим требуемый диаметр рабочего колеса по формуле:

$$D^* = D \sqrt{\frac{h_{мн}^*}{H_0 - bQ^2}}, \quad (3.54)$$

$$D^* = 418 \times \sqrt{\frac{221,5}{289,8 - 34,8 \times 10^{-6} \times 1198^2}} = 401,7 \text{ мм},$$

Для насосов с коэффициентом быстроходности от $60 < n_s < 120$ (для НМ 1250–60 с данным ротором $n_s=77$) допускается обрезка колес до 20%. Построим совмещенную характеристику трубопровода и нефтеперекачивающих станций с учетом обточенного рабочего колеса. Результаты представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета характеристик трубопровода и перекачивающих станций.

Расход, Q м ³ /ч	Напор насосов		Характеристика трубопровода	Характеристика нефтеперекачивающих станций			
				9	8	7	6
600	254,4	65,4	705,3	2355,4	2100,9	1846,5	1592,0
700	250,3	64,0	871,6	2316,5	2066,2	1815,9	1565,7
800	245,5	62,4	1063,5	2271,7	2026,2	1780,7	1535,3
900	240,0	60,6	1280,9	2220,9	1980,8	1740,8	1500,8
1000	233,9	58,6	1524,0	2164,1	1930,2	1696,2	1462,3
1100	227,2	56,4	1792,6	2101,3	1874,1	1646,9	1419,7
1200	219,9	53,9	2086,8	2032,6	1812,8	1592,9	1373,0
1300	211,8	51,3	2406,6	1957,9	1746,0	1534,2	1322,4

График совмещенной характеристики нефтепровода и нефтеперекачивающей станции представлен на рисунке 3.3.

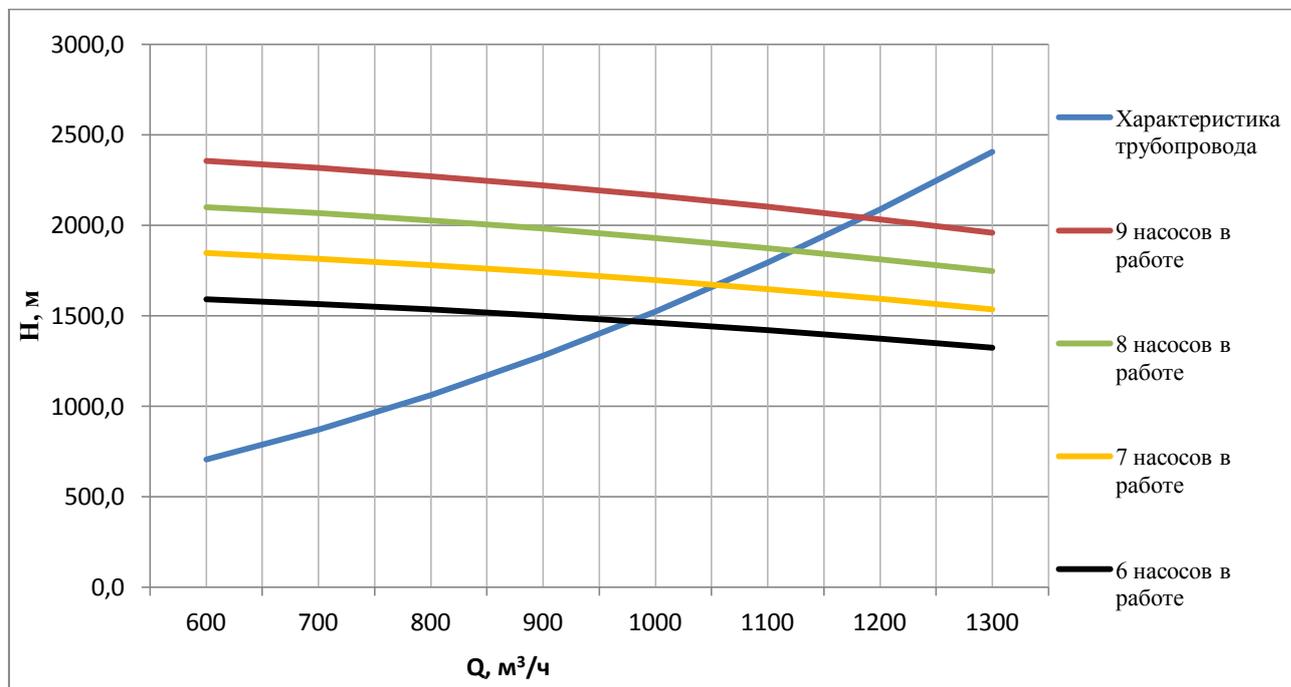


Рисунок 3.3 – Совмещенная характеристика нефтепровода и НПС после обточки колес

Из совмещенной характеристики видно, что при работе 9 магистральных насосов характеристика трубопровода пересекает характеристику НПС при расходе $Q = 1195 \text{ м}^3/\text{ч}$, что соответствует проектному расходу с учетом коэффициента неравномерности $Q_{\text{проект}} = 1198 \text{ м}^3/\text{ч}$; при работе 8 магистральных насосов – $Q = 1125 \text{ м}^3/\text{ч}$, это значение находится в допустимых пределах от проектного расхода $Q_{\text{проект}} = 1120 \text{ м}^3/\text{ч}$ (8 млн.т./год). Таким образом, мы оптимизировали работу трубопроводной системы путем обточки рабочего колеса магистрального насоса.

3.6. Расстановка перекачивающих станций по трассе нефтепровода

Рассмотрим расстановку станций на местности исходя из максимальной производительности нефтепровода при количестве нефтеперекачивающих станций $n=3$ и $Q_{\text{проект}} = 1198 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Гидравлический уклон при максимальной производительности составляет $i = 0,00589$.

Напоры, развиваемые подпорными и магистральными насосами при

					Расчетная часть	Лист
						59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

максимальной подаче $Q_{\text{проект}}$, равны

$$H_{\text{мн}} = H_0 + a \times Q - b \times Q^2 = 289,8 - 34,8 \cdot 10^{-6} \times (1198,87)^2 = 239,8 \text{ м},$$

$$H_{\text{мн}}^* = H_{\text{мн}} \left(\frac{D^*}{D} \right)^2, \quad (3.55)$$

$$H_{\text{мн}}^* = 239,8 \times \left(\frac{401}{418} \right)^2 = 220 \text{ м}$$

$$H_{\text{нн}} = H_0 + a \times Q - b \times Q^2 = 69,2 - 10,6 \times 10^{-6} \times (1198,87)^2 = 54 \text{ м}.$$

Расчетный напор станции составит:

$$H_{\text{ст}} = 3 \times 220 = 660 \text{ м}.$$

Расстановку станций производим графическим методом в соответствии с профилем нефтепровода. Расстановка представлена в Приложении А.

Результаты расстановки станций приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Расчетные значения высотных отметок НПС и длин линейных участков нефтепровода

Нефтеперекачивающая станция	Высотная отметка Z, м	Расстояние от начала нефтепровода, км	Длина линейного участка l_i , км
ГНПС-1	42,6	0	102
НПС-2	99,6	102	109,3
НПС-3	100	211,3	88,7
ПСП	222	300	-

3.7. Расчет эксплуатационных режимов магистрального нефтепровода

Для расчета эксплуатационных режимов используется два метода: графический и расчетный.

Для расчета графическим методом построим суммарную совмещенную

					Расчетная часть	Лист
						60
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

характеристику линейных участков нефтепровода и НПС. Задаваясь расходами от 700 до 1300 м³/ч, определяем все расчетные характеристики (скорость движения нефти ϑ , число Рейнольдса Re , коэффициент гидравлического сопротивления λ , гидравлически уклон i , напоры магистральных и подпорных насосов $H_{\text{мн}}$ и $H_{\text{пн}}$, потери напора на трение H) для нахождения подпоров и напоров на всех станциях для всех режимов. Для нахождения потерь напора на трения воспользуемся формулой Дарси-Вейсбаха:

$$H_{\text{пот}} = \lambda \frac{L_p \vartheta^2}{D_{\text{вн}} \times 2g}, \quad (3.56)$$

Результаты расчетов приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты гидравлического расчета участков нефтепровода и напорных характеристик насосов

Расход Q, м ³ /ч		700	800	900	1000	1120	1200	1300
Скорость течения ϑ , м/с		0,93	1,06	1,20	1,33	1,49	1,59	1,73
Число Рейнольдса, Re		19201	21944	24687	27430	30722	32916	35660
Коэффициент гидравлического сопротивления, λ		0,0269	0,0260	0,0252	0,0246	0,0239	0,0235	0,0230
Гидравлический уклон, i		0,0023	0,0029	0,0035	0,0042	0,0052	0,0059	0,0067
$H(\text{мн})$, м		251,0	246,2	240,8	234,7	226,5	220,6	212,6
$H(\text{пн})$, м		64,0	62,4	60,6	58,6	55,9	53,9	51,3
Потери напора на участке H , м	ГНПС–1,м	291,4	353,1	420,8	494,5	590,5	658,9	749,4
	НПС–2,м	542,9	670,7	811,1	963,7	1162,5	1304,4	1491,9
	НПС–3,м	908,7	1090,2	1289,5	1506,2	1788,5	1989,8	2256,0
Напор, развиваемый насосами, $H=H_{\text{пн}}+k_{\text{мн}}H_{\text{мн}}$, м	Количество МНА в работе ($k_{\text{мн}}$)							
	0	64,0	62,4	60,6	58,6	55,9	53,9	51,3
	1	315,0	308,6	301,4	293,3	282,4	274,5	263,9
	2	566,0	554,8	542,1	528,0	509,0	495,1	476,4

Расход Q, м ³ /ч		700	800	900	1000	1120	1200	1300
Напор, развиваемый насосами, $H=H_{\text{пн}}+k_{\text{мн}}H_{\text{мн}}$, м	Количество МНА в работе ($k_{\text{мн}}$)							
	3	817,0	801,0	782,9	762,6	735,5	715,7	689,0
	4	1068,1	1047,3	1023,7	997,3	962,0	936,3	901,6
	5	1319,1	1293,5	1264,4	1232,0	1188,6	1156,9	1114,2
	6	1570,1	1539,7	1505,2	1466,7	1415,1	1377,5	1326,8
	7	1821,1	1785,9	1746,0	1701,4	1641,6	1598,1	1539,4
	8	2072,1	2032,1	1986,7	1936,0	1868,2	1818,6	1751,9
	9	2323,1	2278,3	2227,5	2170,7	2094,7	2039,2	1964,5

Совмещенная характеристика участков нефтепровода и характеристика НПС показана на рисунке 3.4.

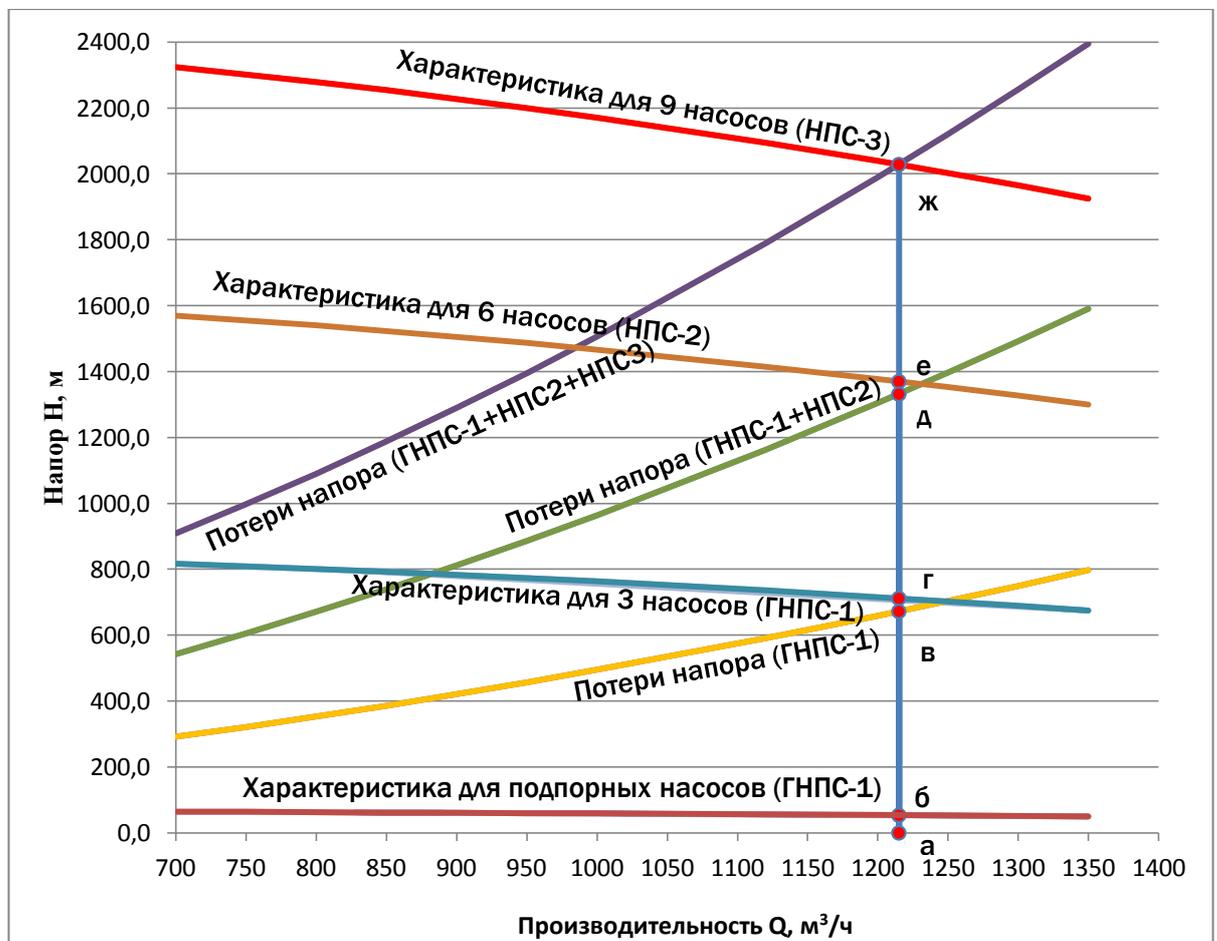


Рисунок 3.4 – Совмещенная характеристика участков нефтепровода и характеристика НПС.

Из совмещенной характеристики найдем значения подпор на входе и напоров на выходе каждой НПС. Сделаем расчет для максимального режима (К-1), соответствующего трем работающим магистральным насосам на каждой НПС (режим 3-3-3), производительность перекачки определяется пересечением характеристики нефтепровода и суммарной характеристики НПС при $k_{\text{нм}}=9$, и соответствует значению $Q=1215 \text{ м}^3/\text{ч}$. Подпор на ГНПС-1 равен отрезку **а-б**, а напор на ее выходе равен отрезку **а-г**. Чтобы найти подпор на входе НПС-2, нужно определить разность отрезков **а-г** и **а-в**, то есть из напора на выходе ГНПС-1 вычесть потери напора на первом участке. Таким же образом считаются подпоры и напоры для НПС-2.

Величины отрезков, соответствующих подпорам и напорам НПС приведены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Напоры и подпоры нефтеперекачивающих станций на режиме К-1.

Нефтеперекачивающая станция	Количество работающих магистральных насосов	Обозначение отрезка	
		подпор на входе НПС, м	напор на выходе НПС, м
ГНПС-1	3	53,6	711,8
НПС-2	3	39,7	698
НПС-3	3	38,4	696

Для расчета численным методом рассмотрим режим перекачки, взятый в предыдущем примере, с тремя работающими магистральными насосами на каждой НПС (режим К-1).

Определяем максимально допустимый напор на выходе из насосных станций по формуле:

$$H_{CT_{max}} = \frac{6,44 \times 10^6}{850 \times 9,81} = 772,3 \text{ м},$$

Допустимый кавитационный запас для НМ 1250–260 $h_{доп} = 20 \text{ м}$. [20]

Определяем напор, развиваемый магистральными насосами нефтеперекачивающих станций:

$$H_{ct} = k_{mn} \times h_{mn} = 3 \times 219,4 = 658,2 \text{ м}$$

Напор на выходе ГНПС–1 равен:

$$H_{ГНПС-1} = H_{ct} + H_{nn} = 658,2 + 53,6 = 711,8 \text{ м}$$

Определим подпор на входе НПС–2:

$$\begin{aligned} \Delta H_{НПС-2} = H_{ГНПС-1} - (1,02 \times i \times L_n + \Delta z) &= 711,8 - (1,02 \times 0,00603 \times 102000 + \\ &+ (99 - 42,6)) = 39,7 \text{ м} \end{aligned}$$

Определяем напор на выходе НПС–2:

$$H_{НПС-2} = \Delta H_{НПС-2} + H_{ct} = 39,7 + 658,2 = 698 \text{ м}$$

Определим подпор на входе НПС–3:

$$\Delta H_{НПС-3} = 698 - (1,02 \times 0,00603 \times 109300 + (100 - 99,6)) = 38,4 \text{ м}$$

Определим напор на выходе НПС–3:

$$H_{НПС-3} = 38,4 + 658,2 = 696,6 \text{ м}$$

В случае, если для найденного расхода при k_{mn} , создаваемого на выходе станции напора недостаточно (режим К–4, со схемой работы 2–3–3), минимально допустимый напор на входе станции принимаем $\Delta H_{CT} = 30 \text{ м}$ (для обеспечения безкавитационной работы магистральных насосов при $h_{доп} = 20 \text{ м}$).

Пересчитаем расход, зная новое значение потерь $H_{ном}$ (изменится

					Расчетная часть	Лист
						64
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

гидравлический уклон, который зависит от скорости течения нефти, соответственно, и расхода) по формуле:

$$Q^{2-m} = \frac{i \times D_{\text{вн}}^{5-m}}{\beta \times v_p^m},$$

(3.57)

где m, β – коэффициенты Лейбензона (для зоны Блазиуса $m = 0,25$, $\beta = 0,0246$ [1]).

Из баланса напоров, полученное значение расхода (гидравлический уклон) будет общим для всего технологического участка. Регулирование работы магистральных насосов на промежуточных станциях будет осуществляться при помощи изменения числа оборотов, осуществляемое при помощи гидромолоты.

В таблице 3.7 приведены результаты расчетов подпоров и напоров нефтеперекачивающих станций при различном количестве работающих насосов и их комбинациях.

Режимы работы проектируемого нефтепровода – отвода представлены в приложении В.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

Таблица 3.7 - Напоры и подпоры нефтеперекачивающих станций при различных числах работающих насосов и комбинаций их включения

№ режима	км н	Комбинация	Q, м3/ч	ΔН1		Н1		ΔН2		Н2		ΔН3		Н3		ΔН3сп	
				5		6		7		8		9		10		11	
				м	кгс/см2	м	кгс/см2	м	кгс/см2	м	кгс/см2	м	кгс/см2	м	кгс/см2	м	кгс/см2
К-1	9	3 - 3 - 3	1215	53,6	4,55	711,8	60,51	39,7	3,37	698,0	59,33	38,4	3,26	696,6	59,21	39,7	3,37
К-2	8	3 - 3 - 2	1146	55,3	4,70	727,5	61,84	104,0	8,84	772,3	65,65	176,8	15,03	626,1	53,22	21,2	1,80
К-3		3 - 2 - 3	1116	56,0	4,76	739,7	62,88	116,3	9,88	573,7	48,77	30,0	2,55	716,2	60,88	59,2	5,03
К-4		2 - 3 - 3	1061	57,3	4,87	514,9	43,76	30,0	2,55	722,0	61,37	126,5	10,75	772,3	65,65	228,3	19,41
К-5	7	3 - 2 - 2	1069	57,1	4,85	745,7	63,39	187,2	15,91	647,4	55,03	120,1	10,21	580,3	49,33	30,8	2,61
К-6		2 - 3 - 2	1060	57,3	4,87	515,0	43,77	30,0	2,55	722,2	61,38	203,3	17,28	664,8	56,51	122,1	10,38
К-7		2 - 2 - 3	1001	58,6	4,98	522,8	44,44	30,0	2,55	499,2	42,43	30,0	2,55	722,2	61,38	179,4	15,25
К-8		3 - 3 - 1	975	59,1	5,03	749,4	63,70	200,8	17,06	772,3	65,65	245,0	20,83	475,1	40,39	12,0	1,02
К-9		3 - 1 - 3	1000	58,6	4,98	748,9	63,66	200,2	17,02	430,3	36,58	30,0	2,55	720,3	61,23	170,7	14,51
К-10		1 - 3 - 3	762	60,0	5,10	308,1	26,19	30,0	2,55	772,3	65,65	470,0	39,95	772,3	65,65	413,9	35,18
К-11		6	2 - 2 - 2	984	60,0	5,10	531,6	45,19	50,8	4,32	522,5	44,41	67,92	5,77	539,6	45,86	49,0
К-12	3 - 0 - 3		885	60,0	5,10	772,3	65,65	0,0	0,00	0,0	0,00	30	2,55	751,4	63,87	309,9	26,35
К-13	3 - 1 - 2		984	60,0	5,10	767,5	65,23	286,6	24,37	522,5	44,41	67,92	5,77	539,6	45,86	49,0	4,17
К-14	3 - 2 - 1		984	60,0	5,10	767,5	65,23	286,6	24,37	758,3	64,46	303,7	25,82	539,6	45,86	49,0	4,17
К-15	2 - 3 - 1		984	60,0	5,10	531,6	45,19	50,8	4,32	758,3	64,46	303,7	25,82	539,6	45,86	49,0	4,17
К-16	2 - 1 - 3		700	60,0	5,10	562,0	47,77	270,7	23,01	521,7	44,34	30	2,55	772,3	65,65	446,5	37,95
К-17	1 - 2 - 3		762	60,0	5,10	308,1	26,19	30,0	2,55	526,2	44,73	234,5	19,93	772,3	65,65	413,9	35,18
К-18	1 - 3 - 2		762	60,0	5,10	308,1	26,19	30,0	2,55	772,3	65,65	480,5	40,85	772,3	65,65	413,9	35,18
К-19	5	2 - 2 - 1	891	60,0	5,10	542,6	46,12	120,9	10,28	603,5	51,30	220	18,70	461,3	39,21	28,4	2,41
К-20		2 - 1 - 2	828	60,0	5,10	549,5	46,71	127,9	10,87	372,6	31,67	30	2,55	519,5	44,16	397,5	33,79
К-21		1 - 2 - 2	762	60,0	5,10	301,7	25,64	30,0	2,55	526,2	44,73	234,5	19,93	730,7	62,11	372,2	31,64
К-22		3 - 0 - 2	891	60,0	5,10	772,3	65,65	0,0	0,00	0,0	0,00	30	2,55	512,6	43,57	79,7	6,77
К-23		3 - 2 - 0	891	60,0	5,10	772,3	65,65	357,8	30,41	772,3	65,65	0	0,00	0	0,00	12,0	1,02
К-24	4	2 - 1 - 1	779	60,0	5,10	548,1	46,59	208,5	17,72	455,8	38,74	152,5	12,97	399,8	33,98	32,1	2,72
К-25		1 - 2 - 1	762	60,0	5,10	301,7	25,64	30,0	2,55	526,2	44,73	234,5	19,93	482,6	41,02	114,8	9,76
К-26		1 - 1 - 2	696	60,0	5,10	304,6	25,89	30,0	2,55	281,0	23,89	30	2,55	532,0	45,22	206,2	17,53
К-27		2 - 0 - 2	756	60,0	5,10	550,4	46,78	0,0	0,00	0,0	0,00	30	2,55	526,8	44,78	171,6	14,59
К-28		2 - 2 - 0	779	60,0	5,10	548,1	46,59	208,5	17,72	703,0	59,76	399,8	33,98	399,8	33,98	32,1	2,72
К-29	3	1 - 1 - 1	650	60,0	5,10	306,7	26,07	43,9	3,73	297,0	25,25	76,04	6,46	329,2	27,98	28,2	2,40
К-30		2 - 0 - 1	650	60,0	5,10	559,9	47,59	297,0	25,25	297,0	25,25	76,04	6,46	329,2	27,98	28,2	2,40
К-31		2 - 1 - 0	650	60,0	5,10	559,9	47,59	297,0	25,25	550,2	46,77	329,2	27,98	329,2	27,98	28,2	2,40
К-32		1 - 2 - 0	650	60,0	5,10	306,7	26,07	43,9	3,73	550,2	46,77	329,2	27,98	329,2	27,98	28,2	2,40
К-33		1 - 0 - 2	513	60,0	5,10	311,8	26,51	0,0	0,00	0,0	0,00	30	2,55	546,6	46,46	306,2	26,03
К-34		3 - 0 - 0	650	60,0	5,10	772,3	65,65	0,0	0,00	0,0	0,00	0	0,00	0,0	0,00	12,0	1,02
К-35	2	2 - 0 - 0	480	60,0	5,10	572,2	48,64	0,0	0,00	0,0	0,00	0	0,00	0,0	0,00	12,0	1,02
К-36		1 - 1 - 0	480	60,0	5,10	312,9	26,59	134,8	11,46	394,1	33,50	0	0,00	0,0	0,00	37,0	3,15
К-37		1 - 0 - 1	480	60,0	5,10	312,9	26,59	134,8	11,46	134,8	11,46	61,61	5,24	320,9	27,28	93,6	7,96

4. Технологическая часть

4.1. Технологические схемы площадных объектов

4.1.1. Технологическая схема ГНПС–1

Технологическая схема ГНПС–1 обеспечивает [6]:

- прием нефти [REDACTED] в резервуарный парк;
- перекачку нефти по схеме «через емкость», «с подключенной емкостью»;
- последовательную работу МНА при работе на один нефтепровод;
- поддержание давления на приеме магистральной насосной станции не ниже заданного и поддержание давления на выходе НПС не выше заданного (при помощи средств автоматического регулирования давления);
 - приём нефти в специальные резервуары аварийного сброса через узел с предохранительными устройствами, в случае повышения давления на входе НПС, при повышении давления в трубопроводе между подпорной насосной и магистральной насосной станцией в случае остановки МНА, при срабатывании автоматической защиты по давлению в трубопроводе резервуарного парка;
 - приём нефти в специальные резервуары аварийного сброса при резком изменении давления на приеме НПС в результате остановки НПС или насосного агрегата;
 - приём утечек нефти от магистральных и подпорных насосов;
 - откачку нефти из подземных ёмкостей для сбора утечек нефти и дренажа в приемный трубопровод подпорной насосной или в резервуарный парк или во всасывающий коллектор подпорной насосной;
 - опорожнение магистральных и подпорных насосов, ФГГ, узла регулирования давления, СИКН в подземные ёмкости для сбора утечек нефти и дренажа;

					Проектирование нефтепровода-отвода [REDACTED]			
Изм.	Лист	Ф.И.О.	Подп.	Дата				
Разраб.		Белозеров А.А.			Технологическая часть	Литера	Лист	Листов
Руковод.		Медведев В.В.				ДР	67	126
Зав. каф.		Рудаченко А.В.			ТПУ гр. з-2511			

- внутрипарковую перекачку подпорным насосом при режиме работы НПС «с подключенной емкостью»;
- зачистку резервуаров и подающего трубопровода резервуарного парка резервным подпорным насосом при режиме работы НПС «с подключенной емкостью»;
- откачку нефти подпорным насосом из резервуаров аварийного сброса;
- очистку перекачиваемой нефти от механических примесей и посторонних предметов с помощью ФГГ.

4.1.2. Технологическая схема НПС–2, НПС–3

Технологическая схема НПС–2, НПС–3 обеспечивает [6]:

- перекачку нефти по схеме «из насоса в насос» совместно с другими НПС нефтепровода;
- последовательную работу МНА при работе на один нефтепровод;
- поддержание давления на приеме магистральной насосной станции не ниже заданного и на выходе НПС не выше заданного (при помощи средств автоматического регулирования давления);
- перекачку, минуя НПС при ее отключении;
- прием утечек от магистральных насосов;
- откачку нефти из резервуаров–сборников в приемный трубопровод магистральной насосной станции;
- опорожнение магистральных насосов, фильтров–грязеуловителей, узла регулирования давления в резервуары–сборники;
- отключение одного из резервуаров–сборников нефти с помощью фланца–заглушки;
- очистку перекачиваемой нефти от механических примесей и посторонних предметов с помощью фильтров–грязеуловителей.

					Технологическая часть	Лист
						68
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4.1.3. Технологическая схема ПСП

Технологическая схема ПСП обеспечивает [21]:

- очистку нефти, поступающей из магистрального нефтепровода, от парафино-смолистых отложений, механических примесей и посторонних предметов с помощью фильтров–грязеуловителей;
- коммерческий учет количества и показателей качества нефти (СИКН) при сдаче на [REDACTED];
- защиту по давлению линейной части нефтепровода–отвода с помощью узла предохранительных устройств №1, установленного на входе ПСП;
- защиту по давлению технологических трубопроводов ПСП с помощью узла предохранительных устройств №2, установленного перед СИКН;
- защиту от превышения допустимого давления магистрального трубопровода и технологических трубопроводов на входе ПСП путем открытия автоматической задвижки в узле СОД со сбросом нефти в резервуары аварийного сброса;
- сброс нефти в резервуары аварийного сброса;
- откачку нефти из резервуаров аварийного сброса подпорным насосным агрегатом;
- дренаж фильтров–грязеуловителей, узла регулирования давления «до себя»; нефти СИКН в емкости для сбора утечек и дренажа;
- Откачку нефти СИКН из емкости для сбора нефти и дренажа в трубопровод подачи нефти на Комсомольский НПЗ

4.2. Резервуарный парк

Расчет суммарного полезного объема резервуарного парка произведен на основании [6, 22]: головная НПС нефтепровода должна располагать

					Технологическая часть	Лист
						69
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

резервуарной емкостью в размере от двухсуточной до трехсуточной проектной пропускной способности нефтепровода.

$$V_{p.n.} = 2 \times q_{сут.}, \quad (4.1)$$

где $V_{p.n.}$ – объем резервуарного парка НПС;

$q_{сут.}$ – суточная производительность НПС.

$$q_{сут.} = \frac{G}{350 \times \rho} = \frac{8000000}{345 \times 850} = 26890 \text{ м}^3/\text{сут}$$

$$V_{p.n.} = 2 \times 26890 = 53780 \text{ м}^3$$

Подбор типа и количества резервуаров производится исходя из расчетов приведенных выше и согласно нормативной документации:

– Полезная емкость (объем) резервуарных парков определяется по таблице 4.1. с учетом коэффициента полезной емкости, который равен отношению полезного объема резервуара к строительному номиналу.

Таблица 4.1 – Объем резервуаров по строительному номиналу и их основные геометрические параметры

№ п/п	Резервуар	Тип	Диаметр, м	Высота стенки, м	Строительный объем, м ³	Коэффициент использования емкости
1	2	3	4	5	6	7
1	РВС	5000	22,8	11,94	4875	0,79
2		10000	34,2	11,94	10968	0,79
3	РВСП	5000	22,8	11,94	4875	0,76
4		10000	34,2	11,94	10968	0,76
5		20000	45,6	11,94	19500	0,79
6		30000	45,6	17,91	29249	0,79
7		50000	60,7	18,00	52088	0,79
8	РВСПК	50000	60,7	18,10	52377	0,83

Максимально допустимая скорость движения понтона при заполнении и опорожнении резервуара	3,5 м/ч
Расчетная температура металлоконструкций резервуара	не ниже минус 45 ⁰ С
Продукт	Нефть по ГОСТ Р 51858-2002*
Температура продукта	Не выше плюс 50 ⁰ С
Расчетное значение веса снегового покрова	400 кг/м ²
Нормативное значение ветрового давления	30 кг/м ²
Сейсмическая активность	не более 9 баллов
Цикличность нагружения	не более 350 1/год
Нормативный срок эксплуатации	50 лет
Межремонтный интервал	20 лет

В целях защиты резервуаров от перелива и защиты технологических трубопроводов и арматуры от превышения давления в составе резервуарного парка необходимо дополнительно предусматривать резервуарную емкость в объеме часовой производительности нефтепровода. Проектом должен предусматриваться сброс нефти по специальному трубопроводу от предохранительных устройств в резервуарный парк, количество резервуаров должно быть не менее двух и должно рассчитываться исходя из обеспечения приема указанного объема нефти в случае вывода одного резервуара в ремонт [5, 6].

$$V_{рас} = q_{час};$$

$$V_{рас} = q_{час} = \frac{q_{сут}}{24} = \frac{26890}{24} = 1120 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Для обеспечения требований нормативных документов на ГНПС–1 целесообразно использовать 2 стальных вертикальных резервуара аварийного сброса единичной емкостью 2000 м³.

Общий объем резервуарного парка ГНПС–1, включая резервуары аварийного сброса, составит 84 тыс.м³.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		72

4.3. Требования по обеспечению очистки перекачиваемой нефти

Для очистки перекачиваемой нефти от механических примесей и посторонних предметов на входе НПС должен предусматриваться узел фильтрации, состоящий из фильтров-грязеуловителей горизонтального исполнения [6].

Фильтры-грязеуловители - устройства, предназначенные для защиты приборов и оборудования нефтепроводов путем очистки перекачиваемой жидкости от механических примесей, парафино-смолистых включений, посторонних предметов. Фильтры стыкуются с трубопроводами от Ду-200 до Ду-1220 мм сварными и фланцевыми соединениями, и рассчитаны на давление от 4 до 7,5 МПа. Перепад давления на фильтрующем элементе до 0,1 МПа. Минимальный диаметр улавливаемых частиц – 4мм. Фильтры-грязеуловители удобны в эксплуатации. Позволяют за 10–15 минут производить замену фильтрующих элементов. Фильтрующие элементы многократного использования и поставляются отдельно, по желанию заказчика. Фильтры устанавливаются на специально отведенной площадке в открытом исполнении и огораживаются забором-сеткой.

Основные параметры и характеристики ФГГ должны соответствовать показателям, приведенным в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Основные параметры горизонтальных фильтров-грязеуловителей

Наименование показателя	Значения										
1	2										
Номинальный диаметр присоединяемых трубопроводов DN	200	250	300	350	400	500	600	700	800	1000	1200
Максимальный расход нефти через ФГГ, м ³ /ч	200	300	500	600	800	1200	1800	2500	3000	5100	7600

MSK–64), климатическое исполнение УХЛ. Для обеспечения полного развития [] до проектных величин (в [] млн.т./год) на площадке необходимо предусмотреть место для установки одного дополнительного фильтра-грязеуловителя.

На НПС–2, НПС–3 и ПСП устанавливается 3 горизонтальных фильтров-грязеуловителей (2 рабочих и 1 резервный) с номинальным диаметром присоединяемого трубопровода к фильтрам-грязеуловителям DN 400, тонкость фильтрации 4 мм, максимальный расход через один фильтр – 800 м³/ч, рабочее давление 4,0 МПа, исполнение сейсмостойкое от 6 до 9 баллов включительно по шкале MSK–64, климатическое исполнение УХЛ [3].

Также для очистки перекачиваемой нефти от механических примесей и посторонних предметов на приеме ПНА должны устанавливаться фильтры-решетки [6].

4.4. Система дренажа, сбора утечек (резервуары-сборники)

Для сбора утечек нефти и дренажа оборудования магистральной насосной станции и подпорной насосной, БИК, а также для сбора дренажа нефти от фильтров-грязеуловителей, регуляторов давления «до себя» должна быть предусмотрена система дренажа. Освобождение технологического оборудования от нефти производится путем открытия дренажных задвижек. Сбор утечек и дренаж технологического оборудования должен осуществляться по отдельным трубопроводам в подземные горизонтальные дренажные емкости (резервуары-сборники).

Объем резервуаров-сборников при магистральной насосной (для НПС с РП и промежуточных НПС, не оборудованных системой ССВД) принимаем 40 м³ (две емкости ЕП–20 м³ горизонтального типа с электрообогревом) – для нефтепровода менее DN 700 [6].

Подача насосов откачки нефти из емкостей сбора утечек нефти и дренажа принимается исходя из времени опорожнения емкостей не более 1 часа. Поэтому на ГНПС–1 откачка нефти из емкостей сбора утечек и дренажа

					Технологическая часть	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата		

На ПСП предусмотрен один узел запорной арматуры, находящийся сразу за фильтрами-грязеуловителями. Производительность ПК равна пропускной способности нефтепровода, давление начала открытия ПК составляет 0,7 Мпа [6]. Узел оборудован четырьмя (два в работе, два в резерве) пружинными клапанами DN 200 с коэффициентом расхода 0,6.

В обвязке узлов с предохранительными устройствами на входе и выходе клапана предусматривается установка шаровых кранов.

4.6. Технологические трубопроводы

Предусматривается подземная прокладка технологических трубопроводов.

Основные технологические трубопроводы на головной НПС–1 приняты:

- трубопровод от КПП СОД до фильтров–грязеуловителей на номинальное давление 4,0 МПа.
- дренажные трубопроводы от фильтров–грязеуловителей, подпорной насосной, магистральной насосной станции, узла регулирования давления до емкости для сбора утечек нефти и дренажа; трубопровод от фильтров–грязеуловителей до узла с предохранительными устройствами №1; трубопровод от узлов с предохранительными устройствами №1 и №2 до резервуаров аварийного сброса нефти; трубопровод от узла с предохранительными устройствами №1 до РП; трубопровод от РП до входного патрубка подпорных насосов; трубопроводы обвязки узла с предохранительными устройствами № 1; трубопровод от нагнетательной линии полупогружных электронасосных агрегатов емкости для сбора утечек; трубопровод от нагнетательной линии полупогружных насосных агрегатов дренажной емкости до РП, подпорной насосной; трубопровод от автоматизированной задвижки аварийного сброса, устанавливаемой перед узлом подключения станции, к резервуарам аварийного сброса на номинальное давление 1,6 МПа.

					Технологическая часть	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Трубопровод от магистральной насосной станции до узла регулирования давления; трубопроводы обвязки магистральной насосной станции; коллектор магистральной насосной; трубопровод от коллектора магистральной насосной до КПП СОД на номинальное давление 7,5 МПа [6].

4.7. Требования к регулированию давления

К основным факторам, влияющим на режимы работы системы «НПС – трубопровод», можно отнести следующие:

- переменная нагрузка нефтепровода, вызванная различной закономерностью работы нефтедобывающих компаний, нефтепровода и потребителей (НПЗ);
- изменение реологических параметров нефти вследствие сезонного изменения температуры, а также влияния содержания воды, парафина, растворенного газа и т. п.;
- технологические факторы (изменение параметров насосов, их включение и отключение, наличие запасов нефти или свободных емкостей и т. д.);
- аварийные или ремонтные ситуации на линейной части нефтепровода;
- отказы оборудования НПС.

Некоторые из этих факторов действуют систематически, некоторые – периодически, что создает условия, при которых режимы работы системы «НПС – трубопровод» непрерывно изменяются во времени [24].

Из уравнения баланса напоров следует, что все методы регулирования можно условно разделить на две группы:

- 1) методы, связанные с изменением параметров перекачивающих станций:
 - изменение количества работающих насосов или схемы их соединения;
 - регулирование характеристик работы насоса или его привода;
 - дросселирование;
 - перепуск части жидкости во всасывающую линию (байпасирование).

					Технологическая часть	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2) методы, связанные с изменением параметров трубопровода:

- лупинги и вставки;
- применение ПТП;
- очистка внутренней полости

Необходимость регулирования работы насосных станций возникает при увеличении или уменьшении расхода нефти в нефтепроводе. Целью регулирования является переход на новый режим работы с заданными параметрами Q и H .

Для поддержания давления на входе и выходе НПС возможны следующие способы регулирования давления:

- регулирование давления дросселированием потока;
- регулирование давления путем изменения частоты вращения насоса с применением гидромурфты;
- регулирование давления путем изменения частоты вращения насосного агрегата с применением ЧРП (частотно–регулируемый привод).

На стационарных режимах транспортировки нефти дросселирование потока на выходе НПС не допускается [6].

4.7.1. Частотно–регулируемый привод

Частотно–регулируемый привод (ЧРП) обеспечивает возможность работы оборудования на различной частоте вращения, которая реализована за счет преобразования питания общего назначения с постоянной частотой и постоянным напряжением в ток с переменной частотой и переменным напряжением. Преобразование осуществляется электронным способом без подвижных частей и без побочных, нежелательных для пользователя эффектов. КПД современных преобразователей частоты лежит в диапазоне от 96,5% до 98,5%. При изменении частоты вращения ротора электродвигателя от 100% до 55% КПД ЧРП уменьшается не более чем на 1–1,5% по данным завода-изготовителя. На рисунке 4.1 приведены зависимости КПД ЧРП (производства компании Siemens) от потребляемой электрической мощности [24].

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

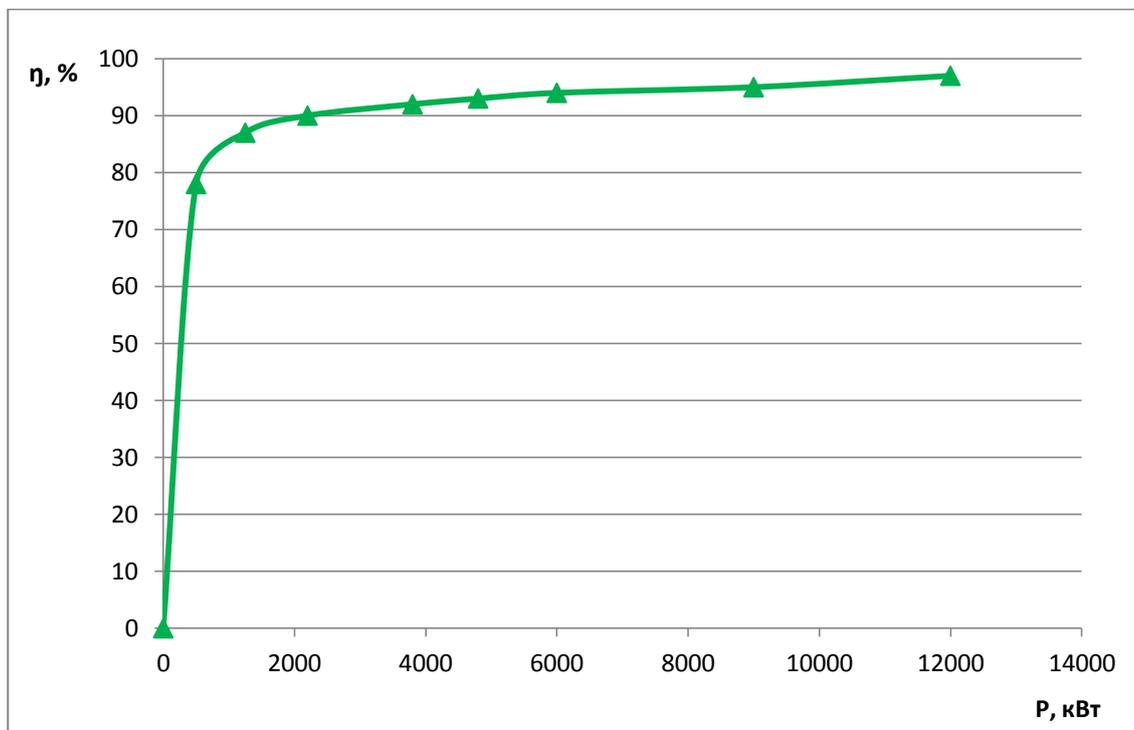


Рисунок 4.1 – Зависимость КПД частотно-регулируемого привода от потребляемой мощности.

4.7.2. Гидромуфта

КПД гидромуфты, применяемой на [REDACTED], при изменении частоты вращения ротора от 100% до 50% уменьшается с 97% до 53%, что говорит о необходимости для получения максимальных значений КПД агрегата поддержание частоты вращения ротора насоса в диапазоне максимально приближенном к номинальной частоте вращения электродвигателя.

Функционально гидромуфта состоит из двух основных частей:

- Гидромуфта;
- система охлаждения (аппарат теплообмена и аппарат воздушного охлаждения антифриза).

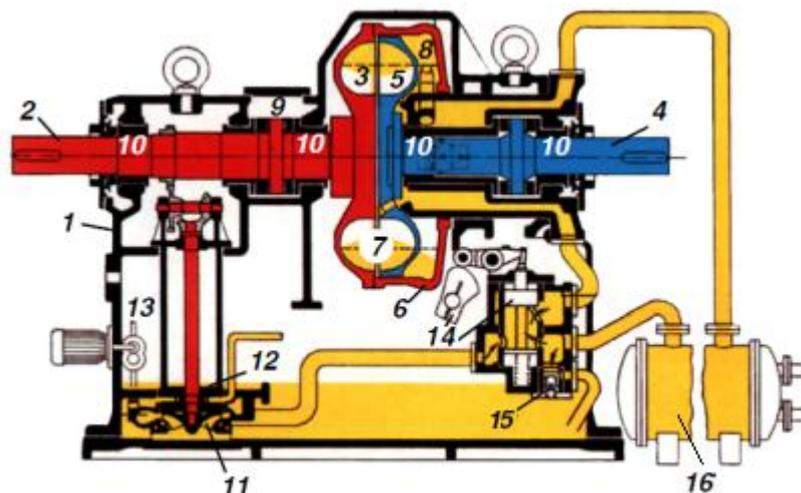


Рисунок 4.2 - Конструкция регулировочной турбомуфты

1 - Корпус с масляным баком, 2 - Приводной вал, 3 - Первичное колесо, 4-Вал отбора мощности, 5-Вторичное колесо, 6-Оболочка, 7-Рабочее пространство, 8 - Пространство вычерпывания, 9 - Упорный подшипник, 10 - Радиальный подшипник, 11 - Механический насос для рабочего масла, 12- Механический насос для жидкой смазки, 13 - Вспомогательный насос для жидкой смазки с электродвигателем, 14 - Перепускной клапан с дисковым кулачком, 15 -Предохранительный клапан для рабочего масла, 16 - Охладитель рабочего масла (вода – масло).

Принимая во внимание принципиально различное конструктивное устройство гидромуфты и ЧРП, предлагается рассмотреть следующие технические характеристики устройств:

Таблица 4.4 – Сравнительные характеристики устройств регулирования частоты вращения МНА

п/п	Наименование характеристики	Гидромуфта	ЧРП
1.	Тип управляемого двигателя	Синхронный, асинхронный стандартного исполнения	Синхронный, асинхронный (специальный, доработанный с учетом усиления изоляции, номинальное напряжение отличное от стандартного)
2.	Рабочий диапазон регулирования, %	24,3 – 100	0 – 100

На основании вышеизложенного очевидно, что применение ЧРП дает выигрыш по КПД, и, как следствие, позволяет сэкономить на собственных потерях при передачи мощности при режимах отличных от номинальных (при низких нагрузках и низких частотах вращения) при равных значениях точности и скорости регулирования, но при этом является более сложным в эксплуатации и обслуживании и менее отказоустойчивым.

Т.к. проектируемый нефтепровод-отвод не имеет очередей строительства (изначальный проект на максимальную мощность), соответственно необходимости в длительной работе на режимах, отличающихся от номинальных нет. В связи с высокой стоимостью оборудования ЧРП (порядка в 3 раза больше, чем стоимость гидромурфты) и высокой стоимостью эксплуатационных затрат, окупаемость ЧРП относительно гидромурфты за период эксплуатации (40 лет) возможна только при условии постоянной перекачки нефти на режимах значительно отличных (20% и более) от номинальных параметров работы МНА [24]. На основании представленных критериев можно сделать вывод, что гидромурфта является более дешевым в обслуживании, более надежным и долговечным в эксплуатации оборудованием.

В соответствии с представленными данными целесообразно на проектируемом нефтепроводе регулировать давление путем изменения оборотов с применением гидромурфты производства подразделения «Voith Turbo» концерна «Voith».

4.8. Узлы пропуска средств очистки и диагностики

В состав узлов пуска и приема СОД входят следующие объекты и сооружения [25]:

- камера пуска СОД с устройством передней заправки DN 500;
- камера приема СОД;

					Технологическая часть	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- емкость дренажная (подземная горизонтальная) с погружным насосом, с установленным на ней дыхательным клапаном, огнепреградителем и сигнализатором уровня;
- технологические трубопроводы с соединительными деталями и запорной арматурой;
- инженерно-технические средства охраны;
- система энергоснабжения и молниезащиты;
- кабельные эстакады;
- система ЭХЗ от коррозии;
- средства контроля и управления;
- грузоподъемные механизмы для перемещения, запасовки и извлечения СОД;
- обвалование;
- подъездная автомобильная дорога.

В комплектацию камер пуска, приема СОД должны входить:

- камера в собранном виде в соответствии с требованиями конструкторской документации;
- ответные фланцы, рабочие прокладки и крепежные детали, не требующие замены при монтаже;
- комплект прокладок к затвору;
- площадки обслуживания (для камер DN 400 и более);
- кран консольный с талью;
- тяговый механизм с тросовой системой;
- лоток;
- поддон для сбора нефтешлама (в комплекте с камерой приема);
- манометр класса точности не ниже 1;
- датчик контроля герметичности;
- сигнализатор прохода СОД;
- датчик давления класса точности не ниже 0,1;

					Технологическая часть	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Грузоподъемные механизмы должны обеспечивать надежную работу по перемещению, запасовке и извлечению односекционных и многосекционных СОД.

Технологическая схема узла пуска-приема СОД на проектируемых НПС позволяет выполнять следующие операции [25]:

1. Перекачку нефти, минуя НПС;
2. Перекачку нефти через НПС, минуя камеры запуска и приема СОД;
3. Заполнение нефтью камеры запуска из магистрального нефтепровода, до начала пуска СОД, через систему дренажных трубопроводов и вспомогательных трубопроводов;
4. Заполнение нефтью камеры приема из магистрального нефтепровода, до начала приема СОД, через систему дренажных и вспомогательных трубопроводов;
5. Запуск СОД в случае работы НПС;
6. Запуск СОД в случае остановки НПС;
7. Прием СОД при работе НПС;
8. Прием СОД в случае остановки НПС;
9. Дренаж нефти из камеры запуска СОД и прилегающих надземных участков трубопроводов в дренажную подземную емкость ЕП–12,5 м³.
10. Дренаж нефти из камеры приема СОД и прилегающих надземных участков трубопроводов в дренажную подземную емкость;
11. Откачку нефти из дренажной подземной емкости ЕП–12,5 м³ в коллектор НПС или в передвижную емкость.

В Приложении С представлена типовая технологическая схема камеры-пуска приема СОД DN 500.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Основные технические характеристики приведены в Таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Основные технические характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение характеристики
1 Расход нефти через СИКН, м ³ /ч: – минимальный – максимальный	150 1200
2 Давление нефти в СИКН с учетом её подключения к технологическим трубопроводам, МПа – рабочее – минимальное допустимое – максимальное допустимое	1,6 МПа по расчету 4,0 МПа
3 Суммарные потери давления на СИКН при максимальном расходе и максимальной вязкости, МПа – в рабочем режиме, не более – в режиме поверки, не более	0,2 0,4
4 Режим работы СИКН	Непрерывный
5 Способ контроля метрологических характеристик преобразователя расхода	По стационарной поверочной установке
6 Режим работы поверочной установки	периодический
7 Способ поверки поверочной установки	По эталонной поверочной установке на базе весов и мерников, по передвижной трубопоршневой поверочной установке
8 Режим управления: запорной арматурой	автоматизированный и ручной

В составе технологического комплекса СИКН предусмотрена резервная схема учета нефти, предусмотренная на случай отказа основной схемы учета с применением косвенного метода динамических измерений с использованием ультразвукового преобразователя расхода.

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

Оборудование СИКН, кроме УРД, размещается в здании соответствующих размеров.

Гидравлическая схема, оборудование и первичные измерительные преобразователи, установленные в технологическом комплексе СИКН, должны обеспечивать выполнение следующих функций [21]:

1. Автоматическое измерение в реальном масштабе времени:

– объемного расхода нефти по каждой измерительной линии и в целом по БИЛ;

– объемного расхода нефти через линию измерений показателей качества нефти в БИК;

– плотности нефти при рабочих температуре и давлении в линии измерений показателей качества нефти;

– динамической вязкости нефти в линии измерений показателей качества нефти, при условиях измерений;

– объемной доли воды в нефти в линии измерений показателей качества нефти;

– давления в измерительных линиях, во входном и выходном коллекторах БИЛ, в линии измерений показателей качества нефти (БИК), на входе и выходе ТПУ, до и после УРД;

– температуры нефти в измерительных линиях, в БИК, на входе и выходе ТПУ;

– перепада давления на фильтрах БИЛ и БИК;

– перепада давления на насосах БИК.

2. Автоматизированный запуск резервного насоса при отказе основного насоса;

3. Автоматическое регулирование давления в СИКН;

4. б) Автоматический отбор объединенной пробы в сменные контейнеры, и ручной отбор точечной пробы в соответствии с ГОСТ 2517–85;

					Технологическая часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

5. Автоматизированное выполнение поверки и контроля по стационарной ТПУ, а также по передвижной ТПУ, на месте эксплуатации без нарушения учета нефти и режима работы СИКН;

6. Автоматизированное или ручное выполнение поверки стационарной ПУ по ЭПУ.

7. Автоматическое регулирование расхода нефти через БИК для обеспечения определенного соотношения расходов потока в трубопроводе в месте отбора и в трубопроводе БИК;

8. Местный контроль герметичности запорной арматуры, используемой при поверке и контроле метрологических характеристик эталонного преобразователя расхода (МХ ЭПР), а также другой запорной арматуры технологических трубопроводов, протечки через которую могут оказывать влияние на достоверность учета;

9. Тонкую фильтрацию нефти от механических примесей в ИЛ и в БИК;

10. Промывку технологических трубопроводов и приборов качества (плотномеров, вискозиметров и влагомеров) в БИК;

11. Промывка стационарной ТПУ перед ее поверкой по ЭПУ.

Климатическое исполнение и категория размещения – ХЛ1 по ГОСТ 15150–69. Оборудование по сейсмостойкости предусмотрено в сейсмостойком исполнении от 6 до 9 баллов включительно по шкале MSK–64 [3].

					<i>Технологическая часть</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		89

Заключение

В выпускной квалификационной работе был спроектирован нефтепровод–отвод [REDACTED] мощностью 8 млн.т/год, проходящий по территории [REDACTED].

Согласно типовым расчетам был произведен подбор основного и подпорного насосного оборудования, необходимых для перекачки заданных объемов нефти и поддержания рабочего давления в трубопроводе, был произведен подбор основного технологического оборудования нефтеперекачивающих станций и приемо–сдаточного пункта, рассчитан объем необходимого резервуарного парка, выполнен подбор типа резервуаров. Также был произведен расчет технологических режимов работы магистрального нефтепровода.

Особенное внимание было уделено безопасности жизнедеятельности и охране труда на проектируемом трубопроводе. В дипломном проекте приведены факторы, влияющие на этапе строительства НПС на окружающую среду, приведены мероприятия по снижению и предотвращению этих факторов.

Экономический расчет показал, что при стоимости строительства участка нефтепровода и тарифе на перекачку срок окупаемости составит 14 лет, а рентабельность составляет порядка 15 процентов, исходя из этих данных, можно сделать вывод, что данный проект является экономически выгодным.

					Проектирование нефтепровода–отвода [REDACTED]			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>Ф.И.О.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Белозеров А.А.			Заключение	<i>Литера</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Медведев В.В.				ДР	115	126
<i>Зав. каф.</i>		Рудаченко А.В.				ТПУ гр. з–2Б11		