

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт информационных и телекоммуникационных технологий

Кафедра автоматизации и управления

Байшураев Нурсултан Жасбулатович

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**  
к дипломному проекту

На тему: «Разработка САУ процессом перекачки нефти с использованием  
средств конструкторского проектирования»

По специальности: 5В070200 - Автоматизация и управление

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт информационных и телекоммуникационных технологий

Кафедра автоматизации и управления

**ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ**  
Заведующий кафедрой АиУ  
д-р. техн. наук, профессор  
\_\_\_\_\_ Сулейменов Б.А.  
« 8 » мая 2019 г.

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**  
к дипломному проекту

На тему: «Разработка автоматизированной системы управления процессами  
газосборного пункта с использованием SCADA-систем»

По специальности: 5B070200 - Автоматизация и управление

Выполнил  
Жиенгали А.А.

Научный руководитель  
канд.техн.наук,  
ассоциированный профессор  
 Ширяева О. И.  
(подпись)

« 8 » мая 2019 г.

Алматы 2019

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ  
КАЗАХСТАН

Казахский национальный технический университет имени К.И. Сатпаева

Институт информационных и телекоммуникационных технологий

Кафедра автоматизация и управление

5B070200 - Автоматизации и управления

**УТВЕРЖДАЮ**

Заведующий кафедрой АиУ  
д-р. техн. наук, профессор

Сулейменов Б.А.

« 8 » мае 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение дипломного проекта**

Обучающемуся Жиенгали А.А.

Тема «Разработка системы автоматического управления подготовки попутного нефтяного газа».

Утвержден Ученым советом института № 442 от « 14 » 11 2019 г.

Срок сдачи законченного проекта: « 17 » мае 2019 г.

Исходные данные дипломному проекту: руководство для операторов технологического процесса в Амангельдинском месторождении, техническая литература, данные преддипломной практики.

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов или краткое содержание дипломной работы: а) структура САУ ГСП б) построение SCADA системы и логики для элементов и контроллеров; в) вопросы безопасности и охраны труда; г) экономическая эффективность разработки САУ ГСП.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): технологическая схема автоматизации ГСП; структурная схема; электрическая схема внешних соединений; SCADA система.

Рекомендуемая основная литература: техническая литература по автоматизации технологических процессов и математическому моделированию в нефтегазовой промышленности из 14 наименований.

**ГРАФИК**  
подготовки дипломного проекта

Наименования разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Технологический раздел	1 марта 2019 г.	
Специальный раздел	20 марта 2019 г.	
Безопасность и охрана труда	30 апреля 2019 г.	
Экономическая часть	30 апреля 2019 г.	

**Подписи**

консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект с указанием относящихся к ним разделов проекта

Наименования разделов	Научный руководитель, консультанты, Ф.И.О. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технологический раздел	к.т.н., ассоц. профессор Ширяева О.И.	28.04.2019	
Специальный раздел	к.т.н., ассоц. профессор Ширяева О.И.	28.04.2019	
Экономическая часть	к.т.н., ассоц. профессор Ширяева О.И.	23.04.2019	
Безопасность и охрана труда	к.т.н., ассоц. профессор Ширяева О.И.	23.04.2019	
Нормоконтролер	к.т.н., ассистент профессор Сарсенбаев Н.С.	05.05.2019	

Научный руководитель  Ширяева О.И.

Задание принял к исполнению бакалавра, обучающийся  Жиенгали А.А.

Дата " 8 " мая 2019 г.

**ОТЗЫВ  
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ**

На дипломный проект  
Байшураева Нурсултана Жасбулатовича  
5B070200 – Автоматизация и управление

Тема: «Разработка САУ процессом перекачки нефти с использованием средств конструкторского проектирования»

Перед дипломантом ставилась задача разработки САУ процессом перекачки нефти с использованием средств конструкторского проектирования.

В данном дипломном проекте рассматривается задача разработки системы автоматического управления процессом перекачки нефти с использованием средств конструкторского проектирования. Дипломный проект состоит из пяти частей: технологическая часть, технологические расчеты, разработка математической модели, раздел по экономике, раздел по безопасности и охране труда.

В первых двух главах производится полное описание технологического процесса транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу и приведены все технологические расчеты, необходимые для проектирования нефтепровода.

В третьей главе производится разработка математической модели нефтепровода и ее реализация на пакете приложений MATLAB.

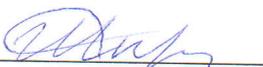
В экономической части приводится технико-экономическое обоснование разработки системы автоматического управления процессом перекачки нефти, расчет затрат на разработку и внедрения системы автоматического управления и расчет экономической эффективности внедрения АСУТП.

В четвертой главе произведен анализ опасных и вредных производственных факторов, приведены организационные, технологические, защитные, противопожарные и взрывопредупреждающие мероприятия. Также в данной главе описаны основные меры электробезопасности, производственная вентиляция метеорологические условия на производстве, влияние производственных ядов и произведен расчет магистрального противопожарного трубопровода.

В процессе работы автор проекта показала себя дисциплинированным, исполнительным и трудолюбивым с высоким уровнем теоретической подготовки.

Заключение: Считаю, что дипломант справился с поставленной задачей, дипломный проект соответствует требованиям, предъявляемым к дипломным проектам по специальности 5B070200 – Автоматизация и управление. На основании характеристики выполненных исследований, уровня и качества выполненных результатов студент Байшураев Н.Ж. допускается к защите.

**Научный руководитель**  
ассоциированный профессор, канд.техн.наук

 Ширяева О.И.  
(подпись)

« 8 » мая 2019 г.

## Raport podobieństwa



Uczelnia:	Satbayev University
Tytuł:	Разработка САУ процессом перекачки нефти с использованием средств конструкторского проектирования
Autor:	Байшураев Н.
Promotor:	Ольга Ширяева
Data Raportu Podobieństwa:	2019-05-08 11:04:45
Współczynnik podobieństwa 1: <a href="#">?</a>	<b>8,7%</b>
Współczynnik podobieństwa 2: <a href="#">?</a>	<b>1,1%</b>
Długość frazy dla Współczynnika Podobieństwa 2: <a href="#">?</a>	<b>25</b>
Liczba słów:	4 887
Liczba znaków:	40 802
Adresy stron pominiętych przy sprawdzaniu:	
Liczba wykonanych sprawdzeń pracy dyplomowej: <a href="#">?</a>	32



Uwaga, w niektórych wyrazach w tym dokumencie pojawiają się litery z różnych alfabetów. Wystąpienia tych liter zostały wyróżnione. Może to świadczyć o próbie ukrycia niedopuszczalnych zapożyczeń. System zamienił te litery na ich odpowiedniki w alfabecie łacińskim a fragmenty, w których występują, zostały poprawnie sprawdzone. Prosimy o dokonanie szczególnie wnikliwej analizy tych fragmentów raportu.

**Liczba wyróżnionych wyrazów 27**

[>>](#) Najdłuższe fragmenty zidentyfikowane jako podobne

[>>](#) Dokumenty, w których odnaleziono fragmenty podobne: z RefBooks [i](#)

[>>](#) Dokumenty, w których odnaleziono fragmenty podobne: z macierzystej Bazy danych

[>>](#) Dokumenty, w których odnaleziono fragmenty podobne: z Baz danych innych, niż macierzysta

[>>](#) Baza światowego Internetu

Szczegóły Raportu podobieństwa.

## Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения в отношении работы:

**Автор:** Жиенгали А.А.

**Название:** «Разработка автоматизированной системы управления процессами газосборного пункта с использованием SCADA-систем»

**Координатор:** Сәрсенбаев Н.С.

**Коэффициент подобия 1:** 8,4

**Коэффициент подобия 2:** 0,6

**Тревога:** 25

**После анализа Отчета подобия констатирую следующее:**

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе не обладают признаками плагиата, но из чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование:

.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....

.....  
01.05.2015.....

Дата

.....  


Подпись Научного руководителя

## Протокол анализа Отчета подобия

### заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения

Заведующий кафедрой / начальник структурного подразделения заявляет, что ознакомился (-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой появления и предотвращения плагиата в отношении работы:

**Автор:** Жиенгали А.А.

**Название:** «Разработка автоматизированной системы управления процессами газосборного пункта с использованием SCADA-систем»

**Координатор:** Сәрсенбаев Н.С.

**Коэффициент подобия 1:** 8,4

**Коэффициент подобия 2:** 0,6

**Тревога:** 25

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой/начальник структурного подразделения констатирует следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, работа признается самостоятельной и допускается к защите;
- обнаруженные в работе не обладают признаками плагиата, но из чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, работа не допускается к защите.

Обоснование:

.....  
.....  
.....  
.....  
.....  
.....

02.05.2018.....

Дата

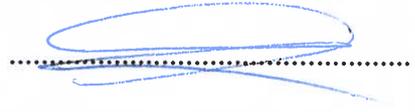
Подпись заведующего кафедрой / начальника  
структурного подразделения



**Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:**

.....  
.....  
.....  
.....  
.....

.....  
02.05.2019  
.....

.....  
  
.....

Дата

Подпись заведующего кафедрой / начальника  
структурного подразделения

## АҢДАТПА

Диссертациялық жобада жобалық-конструкторлық құралдарды пайдалана отырып, сорғы майын автоматты түрде басқару жүйесін құру міндеті қарастырылады. Дипломдық жоба бес бөліктен тұрады: технологиялық бөлік, технологиялық есептеулер, математикалық модель, экономикалық секция, қауіпсіздік және еңбек қорғау бөлімі.

Алғашқы екі тарауда магистральдық құбыр арқылы мұнай тасымалдау технологиялық процесінің толық сипаттамасы жасалып, құбырды жобалау үшін қажетті барлық технологиялық есептер келтірілген.

Үшінші тарауда мұнай құбырының математикалық моделін әзірлеу және оны MATLAB қосымшалар пакетіне енгізу жүзеге асырылады.

Экономикалық бөлікте мұнай айдау үдерісінің автоматтандырылған басқару жүйесінің дамуы, автоматтандырылған басқару жүйесін әзірлеу және енгізу құнын есептеу және автоматтандырылған үдерісті басқару жүйесін енгізудің экономикалық тиімділігін есептеудің техникалық-экономикалық негіздемесі қарастырылған.

Төртінші тарауда қауіпті және зиянды өндірістік факторларды талдау жүргізіледі, ұйымдастырушылық, технологиялық, қорғаныс, өрт сөндіру және жарылысқа қарсы шаралар қолданылады. Бұл тарауда негізгі электр қауіпсіздігі шаралары, өнеркәсіптік желдету, жұмыс кезінде метеорологиялық жағдайлар, өнеркәсіптік уланулардың әсері және негізгі өрт сөндіру құбырын есептеу қарастырылған.

## АННОТАЦИЯ

В данном дипломном проекте рассматривается задача разработки системы автоматического управления процессом перекачки нефти с использованием средств конструкторского проектирования. Дипломный проект состоит из пяти частей: технологическая часть, технологические расчеты, разработка математической модели, раздел по экономике, раздел по безопасности и охране труда.

В первых двух главах производится полное описание технологического процесса транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу и приведены все технологические расчеты, необходимые для проектирования нефтепровода.

В третьей главе производится разработка математической модели нефтепровода и ее реализация на пакете приложений MATLAB.

В экономической части приводится технико-экономическое обоснование разработки системы автоматического управления процессом перекачки нефти, расчет затрат на разработку и внедрения системы автоматического управления и расчет экономической эффективности внедрения АСУТП.

В четвертой главе произведен анализ опасных и вредных производственных факторов, приведены организационные, технологические, защитные, противопожарные и взрывопредупреждающие мероприятия. Также в данной главе описаны основные меры электробезопасности, производственная вентиляция метеорологические условия на производстве, влияние производственных ядов и произведен расчет магистрального противопожарного трубопровода.

## ANNOTATION

In this thesis project deals with the task of developing a system for automatically controlling the process of pumping oil using design engineering tools. The graduation project consists of five parts: the technological part, technological calculations, the development of a mathematical model, a section on economics, a section on safety and labor protection.

In the first two chapters, a full description of the technological process of transporting oil through the trunk pipeline is made and all the technological calculations necessary for the design of the pipeline are given.

In the third chapter, the development of a mathematical model of the oil pipeline and its implementation on the MATLAB application package are carried out.

The economic part provides a feasibility study of the development of an automatic control system for the oil pumping process, the calculation of the cost of developing and implementing an automatic control system, and the calculation of the economic efficiency of the implementation of an automated process control system.

In the fourth chapter, an analysis of hazardous and harmful production factors is made, organizational, technological, protective, fire-fighting and explosion-prevention measures are given. This chapter also describes the basic electrical safety measures, industrial ventilation, meteorological conditions at work, the effect of industrial poisons, and the calculation of the main fire pipeline.

## СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	10
1	Описание технологического процесса транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу как объекта управления	11
1.1	Основные технологические параметры магистральных нефтепроводов	11
1.2	Основные технологические сооружения магистрального нефтепровода	12
1.2.1	Основные сведения о НПС	12
1.2.2	Насосы для трубопроводного транспорта нефти	13
1.2.3	Резервуарные парки нефтеперекачивающих станций	16
1.2.4	Узел регулирования давления	18
1.2.5	Узел учета нефти	18
2	Технологический расчет магистральных нефтепроводов	20
2.1	Исходные данные для технологического расчета нефтепровода	20
2.2	Расчет плотности и вязкости нефти.	21
2.3	Основные формулы для гидравлического расчета трубопровода	23
2.4	Гидравлический уклон	25
2.5	Характеристика трубопровода, характеристика насоса и насосной станции, совмещенная характеристика	25
2.6	Уравнения баланса напоров. Определение числа нефтеперекачивающих станций	28
2.7	Размещение нефтеперекачивающих станций	31
2.8	Увеличение пропускной способности магистрального нефтепровода	32
2.9	Технологические расчеты нефтепроводов при неустановившихся режимах	33
3	Разработка математической модели нефтепровода	34
3.1	Основы динамики объектов с распределенными параметрами	34
3.2	Математическая модель нефтепровода	34
3.3	Реализация математической модели нефтепровода на пакете приложений MATLAB	36
3.4	Алгоритм частотного управления	39
3.5	Управление нефтепроводом и контроль технологического процесса системы автоматизации	41
3.5.1	Описание схемы автоматизации	41
4	Экономическая часть	45
4.1	Технико-экономическое обоснование	45
4.2	Расчет затрат на разработку и внедрения системы автоматического управления	46
4.2.1	Заработная плата разработчиков с отчислением на социальные нужды	47
4.2.2	Затраты на отладку программы	48
4.3	Расчет экономии	50

5	Охрана труда	52
5.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов	52
5.2	Организационные мероприятия	52
5.3	Технические мероприятия	53
5.4	Защитные мероприятия от воздействия шумов и вибраций	53
5.5	Производственные яды	54
5.6	Производственная вентиляция	55
5.7	Метеорологические условия на производстве	56
5.8	Основные меры электробезопасности	57
5.9	Противопожарные и взрывопредупреждающие мероприятия	57
5.10	Расчет магистрального противопожарного трубопровода	58
	Заключение	60
	Перечень сокращений	61
	Список использованной литературы	62
	Приложение А	63
	Приложение Б	64

## ВВЕДЕНИЕ

Республика Казахстан располагает огромными запасами углеводородного сырья – 3,3% мирового запаса. В настоящее время казахстанская нефть в основном вывозится за пределы республики в не переработанном виде, а в Казахстан завозится большое количество нефтепродуктов. Это выдвигает проблему обоснования выбора рациональной схемы транспортировки нефти.

Роль трубопроводного транспорта в нефтегазовой отрасли чрезвычайно высока. Стремительное развитие промышленности привело к резкому изменению структуры энергетического баланса промышленно развитых стран. Необходимость транспортирования огромного количества нефти привела к бурному развитию трубопроводного транспорта. Транспортировка нефтегрузов должна быть бесперебойной, дешевой, с минимальными потерями.

Магистральные нефтепроводы предназначены для транспортировки нефти из районов ее добычи до потребителей. Магистральный трубопровод является весьма удобным для автоматизации объектом, его автоматизация позволяет не только сократить численность обслуживающего персонала и уменьшить эксплуатационные расходы, но и обеспечивает значительное снижение капиталовложений в строительство за счет упрощения станций перекачки и полного использования трубопровода в пределах его прочности при работе на максимальном по пропускной способности режиме.

Удобство автоматизации магистральных трубопроводов определяется простотой основного технологического процесса, заключающегося в непрерывной перекачке заданных количеств нефти по трубопроводу, с поддержанием в допустимых пределах давлений на нагнетании и всасывании каждой станции без емкости и станциях с емкостью при минимальном суммарном расходе энергии на перекачку.

В данном дипломном проекте был полностью исследован технологический процесс транспортировки нефти по трубопроводу, были описаны все основные сооружения магистрального нефтепровода и приведены все расчеты, которые требуются для проектирования нефтепровода. А также была разработана схема нефтеперекачивающей станции на программном пакете AutoCAD и реализована математическая модель нефтепровода на пакете приложений MATLAB.

# 1 Описание технологического процесса транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу как объекта управления

## 1.1 Технология перекачки нефти по магистральному нефтепроводу

Магистральным нефтепроводом называется цельная гидравлическая система, содержащая в себе трубу огромного диаметра, на трассе которого находятся нефтеперекачивающие станции. Такого рода нефтепровод функционирует согласно технологической схеме «из насоса в насос».

Перекачка нефти по трубопроводу с замкнутым технологическим циклом заключается в следующих процессах: прием, хранение последующее опорожнение партии нефти в резервуарном парке; подготовка следующей партии и ее отправки на трубопровод; отправка и наблюдение за пределами раздела партий нефти с требуемым качеством.

Магистральным нефтепроводом является технологический объект с комплексом средств автоматики, выполняющий централизованный контроль и обеспечивающий работу на следующих технологических сооружениях: головная нефтеперекачивающая станция; промежуточные нефтеперекачивающие станции; магистральная насосная станция; магистральные насосные агрегаты; подпорная насосная станция; подпорные насосные агрегаты; вспомогательная система; система регулирования давления; система энергоснабжения; система катодной защиты; резервуарный парк; узел учета нефти; устройство приема-пуска СОД; линейный крановый узел; конечный пункт. Общая технологическая схема процесса транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу изображена на рисунке 1.1

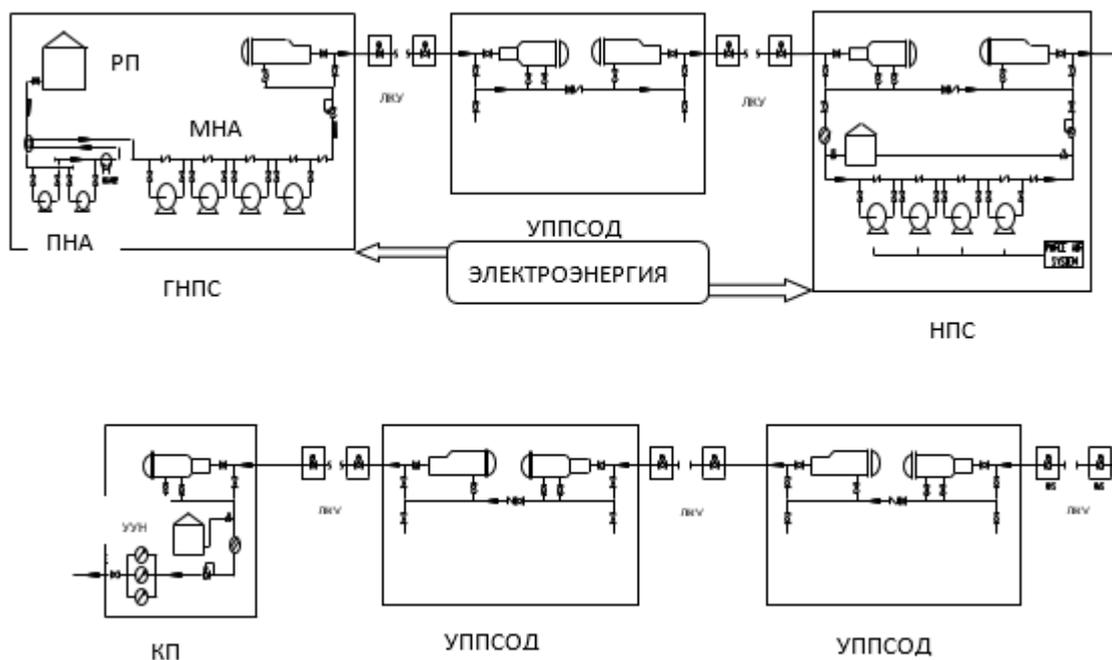


Рисунок 1.1 – Технологическая схема транспортировки нефти

Согласно с рисунком 1.1, сырье отправляется из резервуарного парка посредством ПНА на вход МНА, далее сырье отправляют в магистральный трубопровод с требуемым напором для преодоления силы трения в трубе до следующей НПС.

Во время запуска нескольких МНА на НПС может способствовать к возникновению избыточного давления, которое может деформировать трубу, а в худшем случае ее разрушить. В этом случае предусмотрены устройства гашения излишнего давления, именуемые системой сброса давления и системой регулирования давления, или частотные регуляторы для более эффективной и экономной работы трубопровода.

После регулирования давления поток нефти отправляется на линейную часть магистрального нефтепровода, на котором установлены секущие задвижки (ЛКУ) и лупинги (участок трубопровода, прокладываемый параллельно основному трубопроводу; подключается для увеличения пропускной способности последнего). Благодаря этим задвижкам возможно менять параметры ЛЧ и перекрывать отдельные ее участки.

Необходимо выделить, что немаловажной частью процесса перекачки нефти является электроэнергия. Главные ее линии показаны на рисунке 1.1 двойными стрелками.

## **1.2 Основные технологические сооружения магистрального нефтепровода**

### **1.2.1 Основные сведения о НПС**

Нефтеперекачивающие станции делятся на головные и промежуточные.

ГНПС располагается в истоке магистрального нефтепровода и осуществляет работу в трех режимах: «через резервуарный парк», с «подключенным резервуаром» и «из насоса в насос», последний случай производится в случае потребности. ГНПС реализует функции по приему нефти с нефтяных месторождений с целью дальнейшей ее отправки на трубопровод.

В состав технологических сооружений ГНПС входят: резервуарный парк, опорная насосная, узел учета нефти, магистральная насосная, узел регулирования давления, фильтры-грязеуловители, узлы с предохранительными устройствами, а также технологические нефтепроводы.

Промежуточная НПС работает на увеличение напора нефти в трубопроводе. Промежуточные нефтеперекачивающие станции могут быть с РП и без нее. Резервуарным парком оснащаются те НПС, которые находятся на границе технологического участка, и в точках перераспределения потоков.

Состав технологических сооружений промежуточной НПС с РП схож с ГНПС. Технологическая схема ГНПС нефтепровода дана в приложении А.

Согласно данной схеме нефть поступает через узлы учета в резервуарные парки с трех точек: Магистральный нефтепровод Актау-Жетыбай-Узень, ТОО «Жетыбаймунайгаз» и ТОО «Хазар». Либо минуя резервуарные парки

направляется в подпорные насосные агрегаты с электрическим приводом. Подпорные насосы создают необходимое давление для бескавитационной работы основных насосов. Далее нефть поступает в магистральные насосные агрегаты с электрическим приводом. После чего нефть под давлением поступает в пункты подогрева нефти и далее через узел регулирования давления и камеру пуска скребка направляется в магистральный нефтепровод Актау-Жетыбай-Узень.

### 1.2.2 Насосы для трубопроводного транспорта нефти

В нефтяной индустрии применяются в основном поршневые, центробежные, плунжерные и ротационные насосы. Последние две изжили себя в связи с низким к.п.д или же требований к незагрязненным жидкостям

Ниже перечислены основные различия между центробежными и поршневыми насосами.

Центробежные насосы:

- поток не пульсирует;
- величина максимального напора определяется диаметром рабочего колеса и числом оборотов насоса и не может превосходить определенной этими параметрами величины;
- небольшие габариты при большой производительности;
- требуют заливки перед пуском;
- идеально приспособлены для непосредственного присоединения к электродвигателям и паровым турбинам;
- при производительности менее 30 м<sup>3</sup>/ч к.п.д. сравнительно низок;
- количество обслуживающего персонала невелико;
- производительность, напор и всасывающая способность быстро уменьшается при увеличении вязкости жидкости.

Поршневые насосы:

- поток пульсирует;
- максимальная величина напоры определяется мощностью двигателя;
- огромные габариты при большой производительности;
- не требуют заливки перед пуском;
- требуют сложных передач для присоединения к электродвигателям и паровым турбинам;
- при малой производительности к.п.д. сравнительно высок;
- количество квалифицированного обслуживающего персонала велико;
- вязкость жидкости влияет на работу насоса в меньшей степени.

Поэтому в транспортировке нефти более часто используемым насос является центробежный. Данный насос представлен на рисунке 1.2. Технологическая схема центробежного насоса представлена в приложении Б.



Рисунок 1.2 – Центробежный насос

В конструкциях нефтяных насосных агрегатов особо внимание уделяют концевым уплотнениям вала ротора насоса. Концевые уплотнения центробежных насосов служат для уменьшения утечек перекачиваемой жидкости из корпуса насоса в местах выхода из него вращающегося вала. В современных насосах концевые уплотнения являются одним из важных узлов. Качество их работы определяет надежность, а иногда и экономичность всей машины.

На рисунке 1.3 дана упрощенная принципиальная схема НПС МН. Схемой установки учитывается вероятность введение в работу одного, двух или трех последовательно соединенных насосов. При этом один из неработающих насосов должен находиться в резерве в полной готовности. Корпуса насосов рассчитаны на полный напор НПС, равный тройному давлению, развиваемому каждым насосом в отдельности.

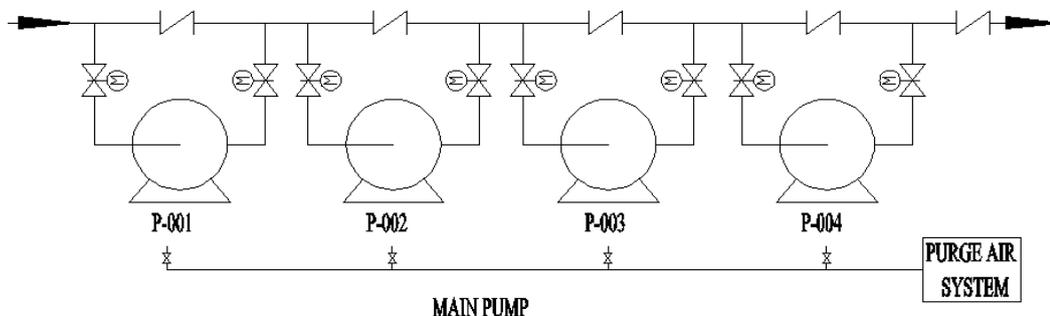


Рисунок 1.3 - Принципиальная схема последовательного соединения магистральных насосов на НПС

Подпорные насосы. Для бескавитационной работы магистрального центробежного насоса требуется чтобы на его вход нефть поступала с заданным давлением, которое создается подпорным насосом или за счет неиспользованного напора предшествующей насосной станции. Подпорными насосами являются те же самые магистральные насосы только с меньшей мощностью.

Надежность подпорных насосов должна быть не менее, чем магистральных.

Описание явление кавитации. Согласно уравнению Бернулли, в закрытом канале с уменьшением гидростатического давления увеличивается скорость жидкости.

Скорость жидкости в закрытом канале достигает определенной предельной величины в тот момент, когда давление становится равным давлению паров этой жидкости при данной температуре. Когда предельная величина достигнута, жидкость начинает вскипать пузырьками, образуя в канале карманы, которые нарушают плавность потока.

Как только пузырьки попадают в зону повышенного давления, они конденсируются, обращая пар в капельки жидкости, причем конденсация обычно происходит мгновенно со смыканием поверхности исчезнувшего пузырька, сопровождающимся звуковым эффектом.

При подобном устремлении массы жидкости с огромным ускорением в смыкающиеся пустоты и образовании при этом ударов происходит местное повышение давления в этих точках, достигающее 300 ат, причем эти удары повторяются десятки тысяч раз в секунду.

Это явление носит название кавитации, которое возникает как в стационарной, так и в движущейся части насоса.

Явление кавитации в насосе сопровождается вибрацией насоса, шумом, уменьшением расхода, напора, мощности и к.п.д., а также разрушением стенок каналов рабочего колеса, всасывающего подвода, а в некоторых случаях также стенок отвода.

Шум и вибрация насоса являются результатом внезапной конденсации пузырьков, по мере прохождения зоны повышенного давления.

Привод насоса. Приводом нефтяных насосов является электродвигатель, который отделяется от насоса взрывозащищенной стенкой.

Электродвигатель для насоса выбирают после учета следующих требований:

- возможностью получения на площадке НПС нужного объема электроэнергии для питания электродвигателей;
- необходимостью упрощения трансмиссии между двигателем и насосом (желательно непосредственное присоединение, то есть без редуктора, вала насоса с валом электродвигателя).

Мощность электродвигателя  $P$  (Вт) к насосу определяют по формуле:

$$P=(1,05—1,15)QH\rho g/\eta,$$

где  $Q$  – подача насоса, м<sup>3</sup>/с;

$P$  – повышение напора в насосе, м;

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

$\eta$  – полный к.п.д. установки, %;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

### 1.2.3 Резервуарные парки

Резервуарные парки являются незаменимой частью нефтепровода, которые служат для надежной и бесперебойной транспортировки нефти по нефтепроводу.

Резервуарные парки выполняют следующие функции:

- хранение поступающего сырья с месторождений;
- учет нефти;
- обеспечение требуемого качества сырья, в том числе допустимо компаундирование;
- работа по компенсации разности приема-отпуска нефти.

Общий полезный объем РП МН распределяется последующим способом:

- ГНПС МН должна иметь резервуарный парк объемом с двухсуточной вплоть до трехсуточной производительности нефтепровода;
- на промежуточных НПС с РП, находящихся на границе рабочих участков, а кроме того в участке перераспределения потока нефти между нефтепроводами должен учитываться РП размером 0,3-0,5 суточной производительности нефтепроводов. При выполнении приемо-сдаточных операций на НПС резервуарный парк должен быть объемом в пределах 1,0-1,5 суточной производительности нефтепровода. Общая вместимость РП обуславливает как общий объем резервуаров по их номинальному объему.

Полезный объем РП рассчитывается с учетом коэффициента использования емкости, учитывающий неиспользуемые участки и технологический остаток. Зависимость коэффициента использования емкости от типа резервуара показана в таблице 1.1.

Таблица 1.1 Коэффициент использования емкости от типа резервуара

Тип Резервуара	Коэффициент использования емкости
Вертикальный стальной 5-10 тыс. м <sup>3</sup> без потона	0.79
То же, с потоном	0.76
Вертикальный стальной 20 тыс. м <sup>3</sup> без потона	0.82
Вертикальный стальной 20-50 тыс. м <sup>3</sup> с потоном	0.79
То же, с плавающей крышей до 100 тыс. м <sup>3</sup>	0.83
Железобетонный заглубленный 10 тыс. м <sup>3</sup> и выше	0.79

При последовательной перекачки сырья объем РП каждой ГНПС, промежуточной НПС и конечного пункта обуславливается размерами накопления каждого сорта в соответствии с установленной в плане цикличностью перекачки.

Число резервуаров на НПС должно вычисляться с учетом годового отпуска на капитальный ремонт 8%-12% объема РП по строительному номиналу с учетом индивидуального объема резервуара.

При транспортировке нагретой нефти нужно использовать термоизоляцию для резервуаров и трубопроводов с целью снижения тепловых потерь.

Технологическая схема резервуарного парка представлена на рисунке 1.4.

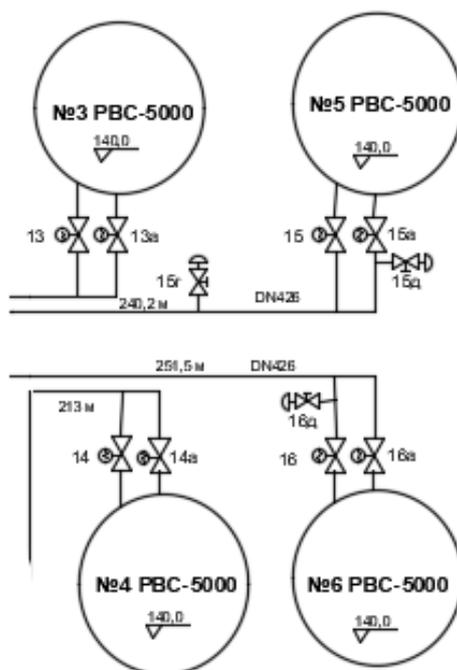
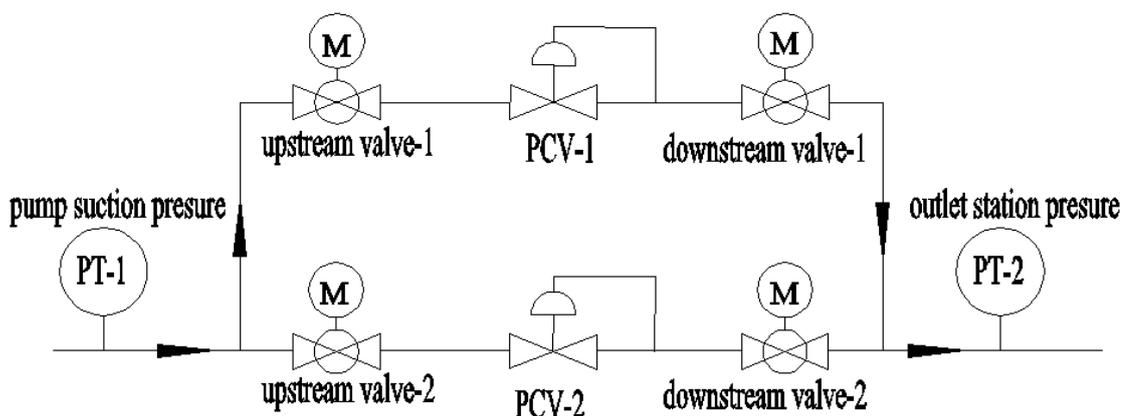


Рисунок 1.4 – Технологическая схема резервуарного парка.

## 1.2.4 Узел регулирования давления

На НПС необходимо учитывать взаиморезервируемые клапаны регулировки давления на напорной стороне магистрального насосного агрегата, первый рабочий, второй – резервный. Клапаны регулировки давления (КРД) применяются с целью управления давлением на входе и выходе НПС. В случае превышения установленного значения давления на выходе станции и снижения давления на входе, срабатывает КРД. На рисунке 1.5 дана общая технологическая схема узла регулирования давления.



PT-1, PT-2 – датчики давления на входе и выходе НПС;  
PCV-1, PCV-2 – клапаны регулирования давления

Рисунок 1.5 - Технологическая схема узла регулирования давления

## 1.2.5 Узел учета нефти

Для обеспечения учета количества нефти в системе магистральных нефтепроводах должны внедряться системы измерений количества нефти (СИКН).

СИКН делятся на коммерческие и оперативные.

Коммерческие СИКН предусмотрены с целью выполнения учетных задач при:

- приеме нефти в систему МН;
- сдаче нефти на нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) или смежным нефтепроводным компаниям, вывоз, налив в нефтетранспорт.

Оперативные СИКН предусмотрены с целью своевременного контролирования технологических процессов и рекомендуется устанавливать на НПС, где совершается перераспределение грузопотоков между магистральными нефтепроводами.

Для определения физико-химических показателей нефти все проектируемые объекты магистральных нефтепроводов, на которых

планируется проведение операций по приему-сдаче или отпуску нефти, должны иметь в своем составе испытательные лаборатории.

На рисунке 1.6 - приведена общая технологическая схема СИКН.

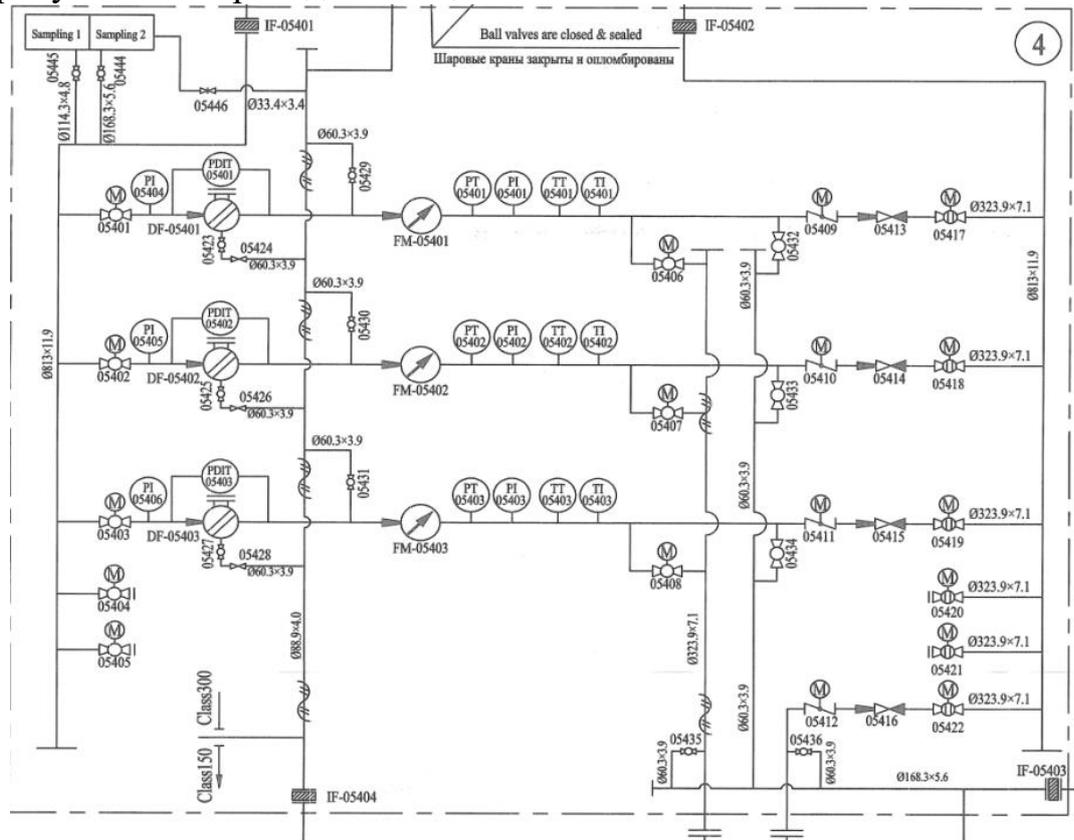


Рисунок 1.6 – Общая технологическая схема СИКН.

## 2 Технологический расчет магистральных нефтепроводов

В технологический расчет нефтепровода входит разрешение последующих вопросов:

- установление экономически лучших показателей нефтепровода;
- формирование месторасположений станций на магистрали нефтепровода;
- расчет режимов эксплуатации нефтепровода.

Если применяются разные диаметры, то производят гидромеханические вычисления, которые определяют количество НПС и ширину стенок трубы. Лучший вариант вычисляют согласно со сведениями о расходах.

В расчет режимов эксплуатации входит установление напора на станциях, подпоров перед ними и пропускной возможности. Помимо этого, применяется решение проблемы о регулировки функционирования нефтепровода.

### 2.1 Исходные данные для технологического расчета нефтепровода

Для расчета нефтепровода нужны соответствующие сведения: пропускная способность; зависимость вязкости и плотности нефти от температуры; температура грунта на глубине заложения трубопровода; механические свойства металла труб; технико-экономические показатели и чертеж сжатого профиля трассы.

Пропускная способность – главное условие, устанавливающее размер трубы и давление на станциях. Для предварительных расчетов при выборе характеристик МН необходимо придерживаться сведениями, приведенными в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Данные, требуемые для предварительных расчетов параметров МН

Производительность, млн. т/год	Диаметр (наружный), мм	Рабочее давление, МПа
0.7 – 1.2	219	8.8 – 8.9
1.1 – 1.8	273	7.4 – 8.3
1.6 – 2.4	325	6.6 – 7.4
2.2 – 3.4	377	5.4 – 6.4
3.2 – 4.4	426	5.4 – 6.4
4.0 – 9.0	530	5.3 – 6.1
7.0 – 13.0	630	5.1 – 5.5
11.0 – 19.0	720	5.6 – 6.1
15.0 – 27.0	820	5.3 – 5.9
23.0 – 50.0	1020	5.3 – 5.9
41.0 – 90.0	1220	5.1 – 5.5

Конечный подбор размеров труб МН должны выбираться на основании заключения технико-экономических обоснования. Расчетная вязкость и плотность нефти должны приниматься при наименьшей температуре нефти с

учетом выделенного тепла в нефтепроводе, определенное трением потока и отдачи тепла в грунт, при минимальной температуре грунта на глубине заложения оси трубопровода.

## 2.2 Расчет плотности и вязкости нефти.

Плотность нефти. Изменения плотности в зависимости от температуры описываются согласно формуле Менделеева:

$$\rho_T = \frac{\rho_{293}}{1 + \beta_p(T - 293)},$$

где  $\rho_T, \rho_{293}$  – плотность нефти при температуре  $T$  и  $293\text{K}$ ;  
 $\beta_p$  – коэффициент объемного расширения.

Таблица 2.2 - Коэффициент объемного расширения

Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Коэффициент объемного расширения $\beta_p$ , 1/К	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Коэффициент объемного расширения $\beta_p$ , 1/К
700-709	0.001263	890-899	0.000722
710-719	0.001227	900-909	0.000699
720-729	0.001193	910-919	0.000677
730-739	0.001160	920-929	0.000656
740-749	0.001128	930-939	0.000635
750-759	0.001098	940-949	0.000615
760-769	0.001068	950-959	0.000594
770-779	0.001039	960-969	0.000574
780-789	0.001010	970-979	0.000555
790-798	0.000981	980-989	0.000536
800-809	0.000952	990-999	0.000518
810-819	0.000924	1000-1009	0.000499
820-829	0.000896	1010-1019	0.000482
830-839	0.000868	1020-1029	0.000464
840-849	0.000841	1030-1039	0.000447
850-859	0.000818	1040-1049	0.000431
860-869	0.000793	1050-1059	0.000414
870-879	0.000769	1060-1069	0.000398
880-889	0.000746	1070-1079	0.000382

Плотность смеси нефти определяют по правилу аддитивности, зная плотность каждого сорта нефти по формуле:

$$\rho_{\text{сум}} = \sum \rho_i * x_i,$$

где  $x_i$  – объемная доля  $i$ -го компонента смеси;  
 $\rho_i$  – плотность  $i$ -го компонента смеси.

Вязкость нефти. При выполнении гидравлических расчетов рекомендовано принимать лабораторные данные кинематической вязкости, полученные для допустимой области изменения рабочих температур. Если лабораторных данных недостаточно, можно прибегнуть к зависимости Рейнольдса-Филонова:

$$\gamma_T = \gamma_1 e^{[-u(T-T_1)]},$$

где  $\gamma_T$ ,  $\gamma_1$  — кинематическая вязкость при ведомой температуре  $T_1$  и температуре определения  $T$  ( $\text{м}^2/\text{с}$ );

$u$  – коэффициент крутизны вискограммы, устанавливаемый по экспериментальным данным,  $1/\text{К}$ .

Для определения « $u$ » необходимо иметь две точки вязкости  $\gamma_1$  и  $\gamma_2$  при температурах  $T_1$  и  $T_2$ :

$$u = \frac{\ln(\frac{\gamma_1}{\gamma_2})}{T_2 - T_1},$$

Для обеспечения достаточной точности определения вязкости во всем рабочем диапазоне температур, точки  $T_1$  и  $T_2$  необходимо выбирать ближе к границе внутри рабочей области.

### 2.3 Гидравлический расчет трубопровода

Установившееся течение нефти в трубе вычисляется по формуле:

$$\frac{dp}{\rho} + \lambda \frac{dx}{D} \frac{\omega^2}{2} + d \frac{\omega^2}{2} + gdz = 0,$$

где  $p$  – давление;

$\rho$  – плотность жидкости;

$\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;

$x$  – длина;

$D$  – диаметр трубопровода;

$\omega$  – средняя скорость движения жидкости;

$g$  – ускорение свободного падения;

$z$  – нивелирная высота.

Величина  $dp/\rho$  определяет работу передвижения жидкости на участке  $dx$ , отнесенную к единице массы. Эта работа используется на преодоление сил

трения  $[\lambda(dx/D)(\omega^2/2)]$ , на изменение кинематической энергии жидкости  $(d\omega^2/2)$  и на подъем жидкости на высоту  $dz$ .

Учитывая, что  $\rho = \text{idem}$  (капельная жидкость) и что в этом случае при неизменяемом диаметре трубы  $d\omega^2/2 = 0$ , после интегрирования получаем:

$$\frac{P_1}{\rho} - \frac{P_2}{\rho} = \lambda \frac{L}{D} \frac{\omega^2}{2} + g\Delta z, \quad (2.1)$$

где:  $L$  – длина трубопровода;

$\Delta z = z_2 - z_1$  – разность геодезических высот конца и начала трубопровода.

Разделим формулу (2.1) на  $g$ :

$$\frac{P_1}{\rho g} - \frac{P_2}{\rho g} = \lambda \frac{L}{D} \frac{\omega^2}{2g} + \Delta z,$$

Производим замену:

$$\frac{P_1}{\rho g} - \frac{P_2}{\rho g} = H_1 - H_2 = H,$$

Получим:

$$H = \lambda \frac{L}{D} \frac{\omega^2}{2g} + \Delta z,$$

или

$$H = h_\zeta + \Delta z,$$

Значение данного равенства: разница напора в начале и конце трубопровода.  $H$  – общая утрата напора, которая суммируется из потери напора на трение

$$h_\zeta = \lambda \frac{L}{D} \frac{\omega^2}{2g},$$

(формула Дарси-Вейсбаха) и разности геодезических высот  $\Delta z$ .

Показатель гидравлического сопротивления  $\lambda$  является функцией числа Рейнольдса  $Re = \omega D / \nu = \frac{4Q}{\pi D \nu}$  и относительной шероховатости  $\varepsilon = 2e/D$ ;  $e$  – эквивалентная абсолютная шероховатость стенок трубопровода, определяет влияние состояния внутренней поверхности трубопровода на гидравлическое сопротивление.  $\nu$  – кинематическая вязкость перекачиваемой нефти;  $Q$  – объемный расход.

Значения  $\lambda$  при разных движения нефти приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 - Значения  $\lambda$  при ламинарном и турбулентном течениях

Режим движения жидкости		Значение $Re$	$\lambda = f(Re, \varepsilon)$
Ламинарное течение		$Re < 2000$	$\lambda = 64/Re$
Турбулентное течение	Область гладкого трения	$3000 < Re < Re_1 = \frac{59.5}{\varepsilon^{8/7}}$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \lg \frac{Re\sqrt{\lambda}}{2.51}$ <i>При <math>Re &lt; 10^5</math></i> $\lambda = \frac{0.3164}{Re^{0.25}}$
	Область смешенного трения	$\frac{59.5}{\varepsilon^{8/7}} < Re < Re_2$	$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1.8 \lg \left[ \frac{6.8}{Re} + \left( \frac{\varepsilon}{7.4} \right)^{1.11} \right]$
	Область квадратичного закона трения	$Re > Re_2 = \frac{665 - 765 \lg \varepsilon}{\varepsilon}$	$\lambda = \frac{1}{(1.74 - 2 \lg \varepsilon)}$

Зависимость  $\lambda$  от  $Re$  находится по формуле общего вида  $\lambda = \frac{A}{Re^m}$ ,

где  $A$  и  $m$  постоянные величины ( $m$  называется показателем режима движения жидкость). Получим обобщенную формулу Лейбензона:

$$h_{\tau} = \beta \frac{Q^{2-m} v^m}{D^{5-m}} L,$$

где

$$\beta = \frac{8A}{4^m \pi^{2-m} g} L,$$

Формула Лейбензона часто используется в тех случаях, когда зависимость  $h_{\tau}$  и  $Q$  должна быть выражена в явном виде.

Значения величин  $m$ ,  $A$  и  $\beta$  приведены в таблице 2.4

Таблица 2.4 - Значения  $m$ ,  $A$  и  $\beta$  при разных режимах движения жидкости

Режим движения жидкости		$A$	$m$	$\beta$
Ламинарный		64	1	4.15
Турбулентный	Область гладкого трения	0.3164	0.25	0.0247
	Область смешенного трения	$10^{0.127 \lg \frac{\varepsilon}{d} - 0.627}$	0.123	0.0802A
	Область квадратичного закона трения	$\lambda$	0	0.0826 $\lambda$

## 2.4 Гидравлический уклон

Прямая  $AB$ , представляющая зависимость максимального напора  $H$  от координаты  $x$  вдоль оси трубопровода,  $H(x) = z(x) + p(x)/\rho g$ , называется линией гидравлического уклона и представлена на рисунке 2.1. Абсолютное значение тангенса угла  $\alpha$  ее наклона к горизонтали называется гидравлическим уклоном:

$$i = - \frac{dH}{dx} = |\operatorname{tg} \alpha| = \lambda \frac{L}{D} \frac{\omega^2}{2g}; i = i(Q),$$

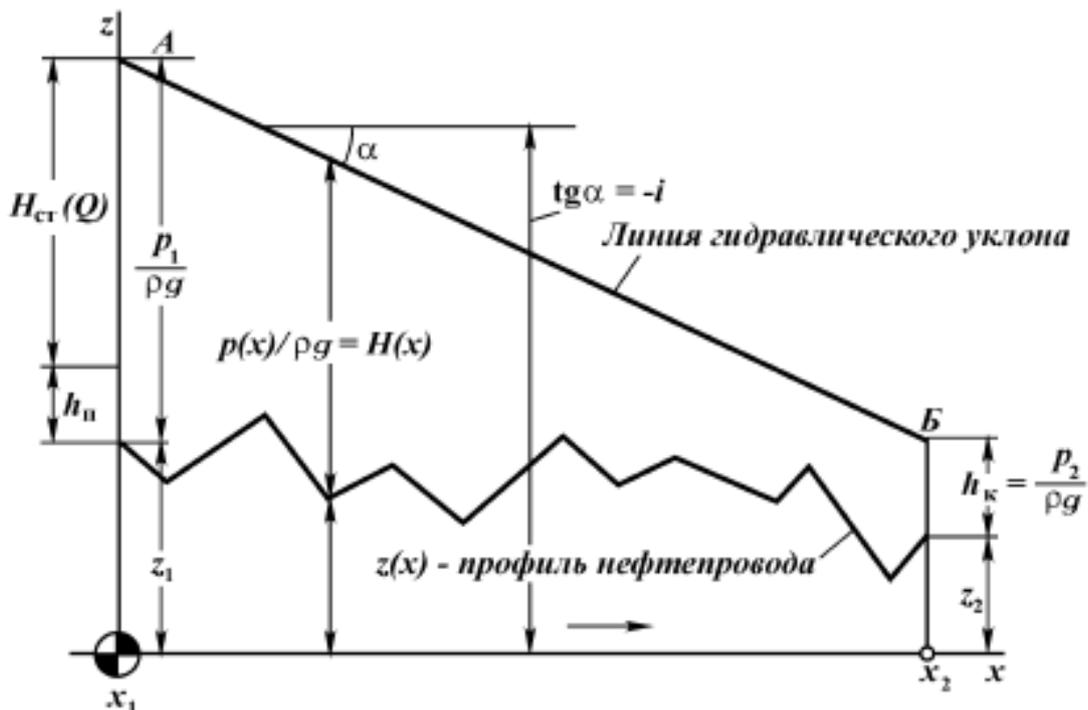


Рисунок 2.1 - Схема к определению гидравлического уклона

Гидравлический уклон – это безразмерная величина, описывающая скорость снижения давления в анализируемом нефтепроводе. Иными словами, смысл гидравлического уклона состоит в потере давления на трение, приходящейся на единицу длины трубопровода. Он зависит от издержек перекачки  $Q$ , при этом чем больше  $Q$ , тем быстрее уменьшается напор, тем больше значение гидравлического уклона  $i$ .

## 2.5 Характеристики трубопровода, насоса и насосной станции

Характеристикой трубопровода называется зависимость потери напора от расхода. Характеристика трубопровода представлена на рисунке 2.2.



Рисунок 2.2 - Характеристика трубопровода

С увеличением вязкости нефти, длины трубопровода и с уменьшением его диаметра характеристика становится круче

Характеристикой насоса является зависимость развиваемого им напора  $H$  от подачи  $Q$ . Для центробежных насосов, используемых на магистральных нефтепроводах, характеристики имеют вид пологопадающих кривых. Участок характеристики, соответствующий наиболее высоким значениям к.п.д., -- рабочая область. Для этой области зависимость  $H$  от  $Q$  весьма успешно аппроксимируется формулой:

$$H = a - bQ^2, \quad (2.2)$$

Но если требуется одновременно решать уравнения характеристик насоса и трубопровода, более уместно взамен формулы (2.2) принять:

$$H = a - bQ^{2-m}, \quad (2.3)$$

В формулах (2.2) и (2.3)  $a$  и  $b$  – константы, установленные изучением координат точек, взятых в рабочей области характеристики. В выражениях (2.2) и (2.5)  $a$  – напор при  $Q = 0$ ; коэффициент  $b$  свидетельствует о крутизне характеристики. В формуле (2.3) величина  $m$  та же, что и в формуле Лейбензоне потери давления в нефтепроводе.

Плотность нефти не оказывает влияние на характеристику  $Q$ - $H$ : давление, создаваемое насосом, не изменяется при изменении плотности транспортируемой жидкости.

Изменения диаметра колеса насоса  $D$  и частоты вращения  $n$  меняют характеристику. Известно, что:

$$D_*/D = Q_*/Q; \quad D_*/D = \sqrt{H_*/H},$$

$$n_*/n = Q_*/Q; \quad n_*/n = \sqrt{H_*/H},$$

Звездочкой отмечены новые измененные условия. При обтачивании колес ( $D_* < D$ ) или при уменьшении частоты вращения ( $n_* < n$ ) характеристика  $Q-H$  уменьшается.

Итоговую характеристику комплекта соединенных между собой насосов получают суммой характеристик насосов. При последовательном соединении складываются напоры при одинаковых расходах, а при параллельном – расходы при одинаковых напорах. На рисунке 2.3 представлен график итоговой характеристики двух насосов.

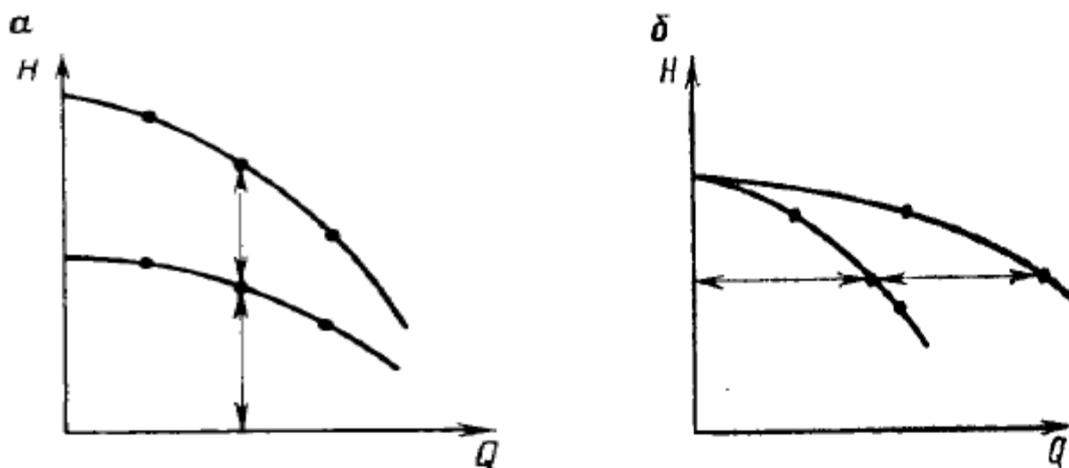


Рисунок 2.3 - График итоговой характеристики двух насосов, соединенных последовательно (а) и параллельно (б)

Уравнение общей характеристики такое же, как (2.2) и (2.3).

При последовательном соединении насосов:

$$a = \sum a_i,$$

$$b = \sum b_i,$$

При параллельном соединении  $k$  одинаковых насосов с характеристикой:

$$H = a - b_1 Q^{2-m},$$

суммарная характеристика будет следующей:

$$H = a - b_1 \left(\frac{Q}{k}\right)^{2-m},$$

Итоговая характеристика насосов, функционирующих на насосной станции, называется характеристикой насосной станции.

Полная характеристика НПС и характеристика трубопровода, прилегающего к НПС, изображена на рисунке 2.4. Кривые I и II создают совмещенную характеристику. Координаты точки пересечения этих характеристик показывают пропускную возможность системы НПС – перегон и

напор на выходе блока регуляторов давления. На совмещенной характеристике дорисовывают горизонтальные линии, иллюстрирующие лимиты давления для магистрали  $H_{\text{маг. доп.}}$  и для коллектора  $H_{\text{кол. доп.}}$ . Ордината расположения этих линий согласуют напорам, допустимым из условия прочности. Место пересечения характеристики НПС с линией ограничения давления для коллектора показывает наименьшую пропускную возможность, с которой может функционировать станция.

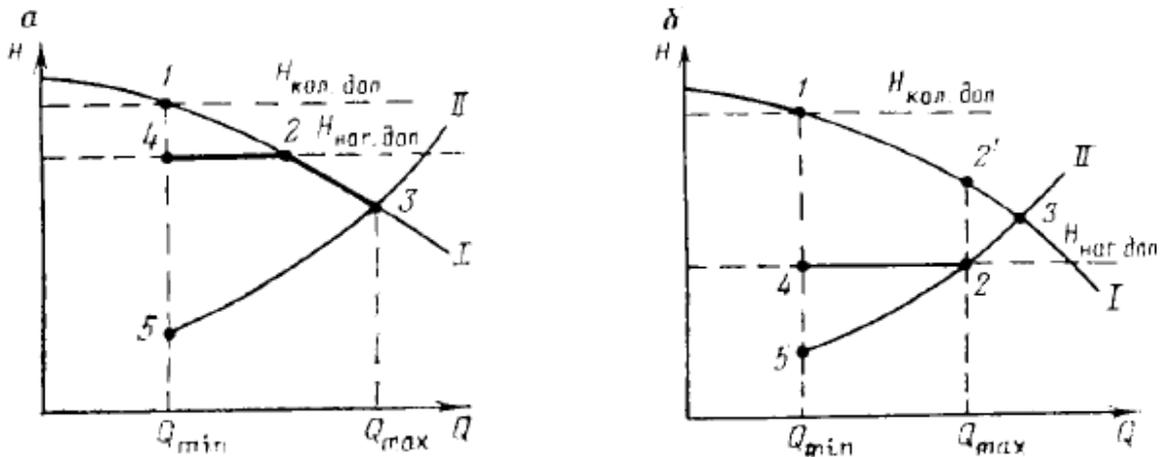


Рисунок 2.4 - Совмещенные характеристики

## 2.6 Уравнения баланса напоров. Определение числа нефтеперекачивающих станций

Первоначальное давление  $H_1$ , в линии нагнетания НПС формируется из трех элементов, изображенных на рисунке 2.5

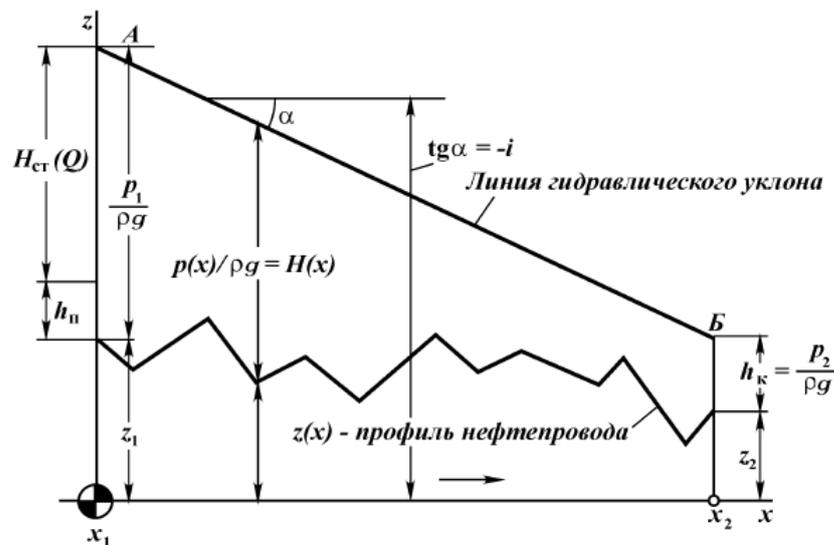


Рисунок 2.5 - К гидравлическому расчету участка нефтепровода

$$H_1 = z_1 + \frac{p_1}{\rho g} = z_1 + h_{\text{п}} + H_{\text{ст}}(Q),$$

где  $h_{\Pi}$  -подпор перед станцией (давление в линии всасывания станции);  
 $H_{ст}(Q)$  – дифференциальный напор станции (т.е. давление, создаваемое насосами станции).

Второе обуславливается от пропускных возможностей  $Q$  нефтепровода и определяются, главным образом,  $(Q-H)$  – характеристики насосов, их типом и количеством, а также характеристиками трубопроводной обвязки станции.

Напор  $H_2$  в конце участка нефтепровода суммируется из двух составляющих: геометрический напор  $z_2$  и конечного напора  $h_k = p_2/\rho g$ :

$$H_2 = z_2 + \frac{p_2}{\rho g} = z_2 + h_k,$$

Уравнение Бернулли, разработанное для первого и последнего сечений участка нефтепровода, имеет вид:

$$H_1 - H_2 = h_{1-2} = h_{\tau} + h_m,$$

$$[z_1 + h_n + H_{cm}(Q)] - [z_2 + h_k] = 1,02\lambda \frac{L_{1-2}\omega^2}{d 2g},$$

(с поправкой на местные сопротивления)

$$\text{или } h_n + H_{cm}(Q) = h_k + (z_2 - z_1) + h_{1-2}(Q), \quad (2.4)$$

Это равенство именуется уравнением баланса напоров для участка нефтепровода. Оно требуется для вычисления расхода перекачки  $Q$ . В левой части уравнения стоит пьезометрический напор  $h_n + H_{cm}(Q)$ , находящийся в начале нефтепровода, в правой – сумма двух противонапоров  $h_k + (z_2 - z_1)$  и потерь напора  $h_{1-2}(Q)$ .

На рисунке 2.6 представлена графическая интерпретация уравнения (2.4). На плоскости переменных  $(Q, H)$  изображены графики левой и правой частей уравнения (2.4):

Кривая  $H = h_{\Pi} + H_{ст}(Q)$  – характеристика НПС;

Кривая  $H = h_k + (z_2 - z_1) + h_{1-2}(Q)$  характеристика участка нефтепровода.

Координаты точки  $M(Q^*, H^*)$  пересечения этих кривых, называемых совмещенными характеристиками НПС и участка нефтепровода, предоставляют графическое решение уравнение (2.4). Абсцисса  $Q^*$  точки  $M$  есть решение уравнения (2.4), а ее ордината  $H^* = H(Q^*)$  устанавливает давление на выходе станции. Точка  $M$  называется рабочей точкой системы трубопровода.

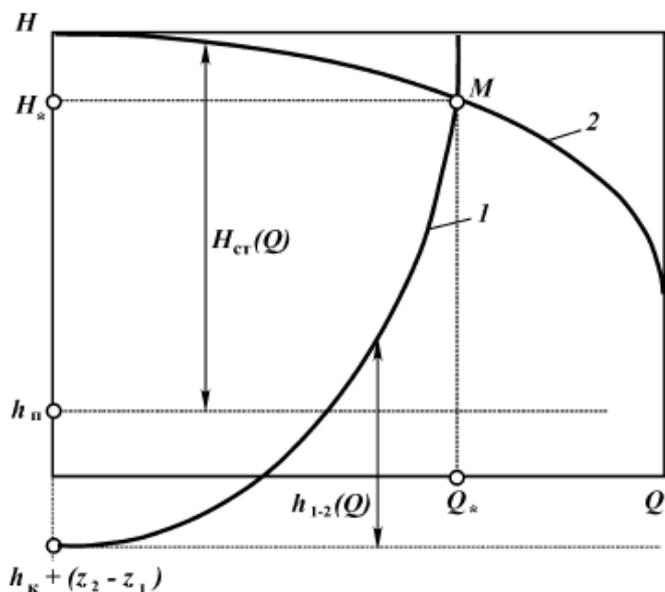


Рисунок 2.6 - Совмещенные  $Q$ - $H$  характеристики участка нефтепровода 1 и НПС

Для нефтепровода с промежуточными НПС уравнение баланса напоров всего трубопровода имеет вид:

$$[h_{n1} + z_1 + F_1(Q) + F_2(Q) + \dots + F_n(Q) - [h_k + z_k] = \sum_{j=1}^n h_{j-(j+1)}(Q),$$

или

$$h_{n1} + \sum_{j=1}^n F_j(Q) = h_k + (z_k - z_1) + \sum_{j=1}^n h_{j-(j+1)}(Q),$$

Уравнение включает в себя только лишь одну неизвестное значение – расход  $Q$  перекачки. Геометрическое его решение означает поиск абсциссы точки пересечения двух кривых, называемых суммарными  $Q$ - $H$  характеристиками всех станций и трубопровода. На рисунке 2.7 и 2.8 изображена схема нефтепровода с промежуточными НПС по схеме из насоса в насос и Совмещенные  $Q$ - $H$  характеристики НПС и нефтепровода соответственно.

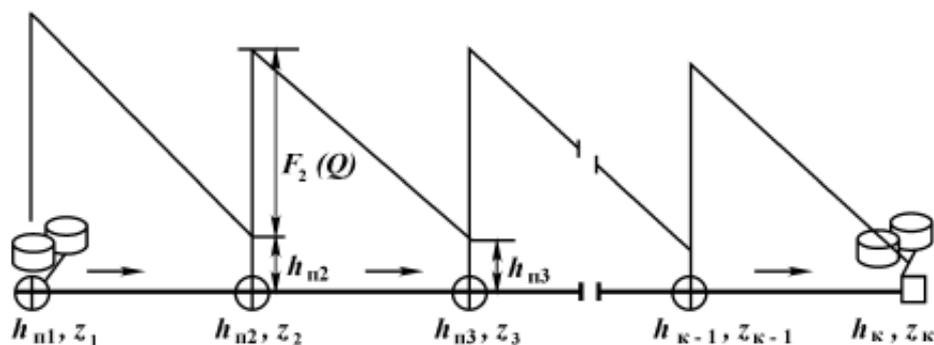


Рисунок 2.7 - Схема нефтепровода с промежуточными НПС по схеме из насоса в насос

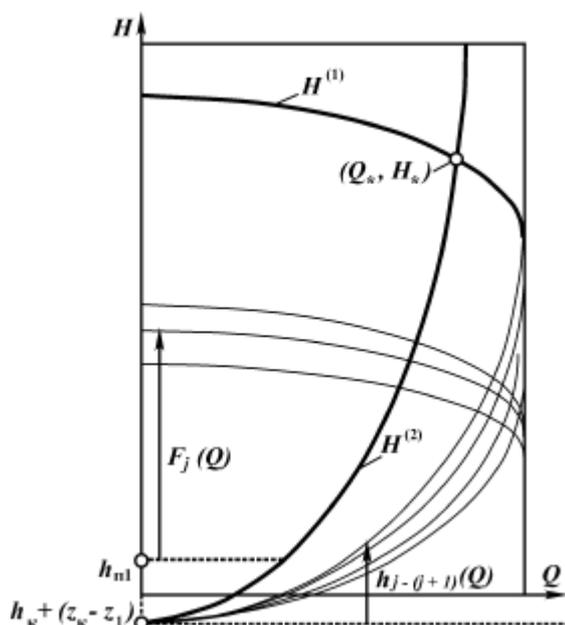


Рисунок 2.8 - Совмещенные  $Q$ - $H$  характеристики НПС и нефтепровода

Точка  $(Q^*, H^*)$  пересечения характеристик  $H^{(1)}$  и  $H^{(2)}$  называется рабочей точкой трубопровода; ее абсцисса предоставляет расход перекачки.

Изменение режима работы какой-либо одной насосной станции нарушит режим работы остальных станций и трубопровода. Работу трубопровода и насосных станций всегда надо рассматривать как совместную, то есть трубопровод и НПС составляют цельную гидравлическую систему.

Из вышеприведенных формул вытекает формула для расчета числа нефтеперекачивающих станций магистрального нефтепровода:

$$n = \frac{iL + \Delta z}{H_p - \Delta h},$$

где:  $i$  – гидравлический уклон, м/км;

$L$  – длина трубопровода, км;

$\Delta z$  – высотная разница начала и конца трубопровода, м;

$H_p$  – расчетное давление, м;

$\Delta h$  – дополнительный напор потерь в коммуникациях, м;

## 2.7 Размещение нефтеперекачивающих станций

Смысл расстановки НПС заключается в том, что станции должны располагаться в точках, где линии гидравлического уклона пересекаются с профилем трассы трубопровода. Так как в набор насоса входит несколько рабочих колес разного диаметра, существует возможность работы НПС с разными напорами при одной и той же установленной пропускной способности. Вероятность изменения напора дает свободу выбора мест нахождения НПС. Они

должны находиться в так называемых участках возможного месторасположения станций.

Определение пределов этих зон связано с исполнением последующего условия: давление на выходе любой НПС не должен выходить за рамки максимальных и минимальных напоров НПС, соответствующие наибольшему и наименьшему диаметру рабочего колеса и условию прочности трубопровода.

## 2.8 Увеличение пропускной способности магистрального нефтепровода

Повышение пропускной возможности нефтепровода от  $Q$  до  $Q^*$  может быть достигнуто изменением характеристик трубопровода или насосных станций, при котором рабочая точка на совмещенной характеристике  $Q-H$  переместится вправо. На рисунке 2.9 показано увеличение пропускной способности нефтепровода с центробежными насосами.

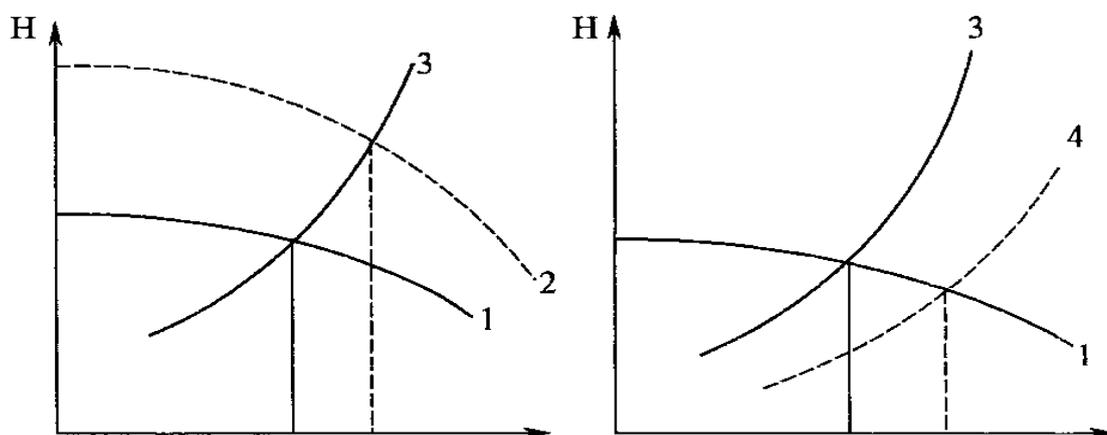


Рисунок 2.9 - Увеличение пропускной способности нефтепровода с центробежными насосами (а и б)

где а - после удвоения числа станций;

б - после прокладки лупингов;

1 - характеристика насосной станции;

2 - характеристика насосных станций после удвоения числа станций;

3 - характеристика трубопровода;

4 - характеристика трубопровода после прокладки лупинга.

При этом напор  $H_{ст}$ , который будут создавать станции, может оказаться выше максимального из условия прочности.

Напор  $H_{ст}$  можно снизить следующими способами:

- сооружением дополнительных станций на перегонах между существующими станциями (удвоение числа станций). В этом случае снижение напора происходит благодаря уменьшению длин перегонов, обслуживаемых станциями;

- прокладкой дополнительных лупингов.

## 2.9 Технологические расчеты нефтепроводов при неустановившихся режимах

Неустановившимися (нестационарными) режимами транспортировки нефти по трубопроводам называются процессы, в которых характеристики потока нефти изменяются не только от сечения к сечению, но и в каждом сечении в зависимости от времени. При неустановившемся течении параметры, такие как давление, скорость, расход и температура жидкости, являются функциями от координаты сечения и времени  $t$ :  $p = p(x,t)$ ,  $u = u(x,t)$ ,  $Q = Q(x,t)$ ,  $T = T(x,t)$ .

Неустановившиеся режимы потока нефти в нефтепроводах связаны с запуском и остановкой нефтепровода, включением или отключением дополнительного агрегата на НПС, полным или частичным открытием задвижки, переключением резервуаров, началом или прекращением сброса, разрывом нефтепровода и т.д. Возникшие изменения продолжаются в трубопроводе, как правило, до запуска другого режима перекачки, поэтому неустановившиеся процессы называют еще переходными режимами.

Гидроудар в нефтепроводах. Суть гидроудара заключается в том, что стационарное движение жидкости в трубопроводе нарушается путем стремительного закрытия или открытия задвижки, включения или отключения насоса и т.д., в результате чего происходит резкое торможение или ускорение потока и ударное сжатие ее частиц.

Скорость распространения волн гидроудара в стальных нефтепроводах схожа к значению 1000м/с, а изменение скорости течения на 1м/с создает разницу давления примерно на 9 атмосфер.

### **3 Разработка математической модели нефтепровода**

#### **3.1 Основы динамики объектов с распределенными параметрами**

С целью результативного управления нефтепроводом необходимо располагать адекватным описанием его статических и динамических свойств. Уравнения статики и динамики получаются теоретическими или эмпирическими методами. В этих двух случаях выделяют две группы величин, определяющих состояние объекта: входные величины или воздействия – изменяющиеся во времени под действием внешних по отношению к объекту возмущений; выходные – определяемые физико-химическими реакциями в объекте, его конструкции и режимом функционирования, а также зависящие от входных воздействий. Зависимости между входными и выходными величинами в установившихся режимах образуют группу статических характеристик; аналогичные зависимости в неустойчивых (переходных) режимах относятся к динамическим характеристикам изучаемого объекта.

В качестве динамических характеристик производственных объектов рассматривают: 1) дифференциальные уравнения; 2) передаточные функции; 3) амплитудно-фазовые частотные характеристики; 4) переходные функции; 5) переходные импульсные функции (веса). Применение одной из данных динамических характеристик в каждом определенном случае обуславливается исключительно соображениями легкости и наглядности расчетов, а также наличием соответствующей вычислительной техники.

Нефтепровод является объектом с распределенными параметрами. В подобных системах входные воздействия зачастую бывают распределены вдоль пространственных координат на границах объекта, а выходные величины зависят от координат выхода, т.е. длины объекта, местоположения установки чувствительного элемента измерительного устройства, расположения точки отбора готового продукта и т.п., следовательно, статические и динамические характеристики объектов с распределенными параметрами являются функциями также и пространственных координат.

Объекты с распределенными параметрами обладают бесконечным числом степеней свободы. Это означает, что для описания состояния таких динамических систем необходимо указывать значения входных и выходных величин во всех точках объекта, включая ограничивающую его поверхность. В данном отношении объекты с распределенными параметрами значительно отличаются от объектов с сосредоточенными параметрами, поскольку состояние последних однозначно обуславливается заданием описывающих процесс величин в той или иной точке.

#### **3.2 Математическая модель нефтепровода**

Рассмотрим систему двух дифференциальных уравнений, связывающих параметры потока  $\rho$ ,  $P$  и  $v$

$$\left. \begin{aligned} \frac{d\rho(x,\tau)}{d\tau} + \rho_0 \cdot \left( \frac{dv(x,\tau)}{dx} \right) &= 0 \\ \frac{dP(x,\tau)}{dx} + \rho_0 \left( \frac{dv(x,\tau)}{d\tau} \right) + \xi v(x,\tau) &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (3.1)$$

для замыкания системы уравнений используем уравнение адиабатического сжатия газа

$$\left( \frac{\rho}{\rho_0} \right)^k = \frac{P}{P_0},$$

где  $k$  –показатель адиабаты.

После дифференцирования уравнения по  $\tau$

$$\frac{d\rho}{d\tau} + \frac{1}{a^2} \left( \frac{\rho}{\rho_0} \right)^{k-1} \frac{dP}{d\tau} = 0, \quad (3.2)$$

Здесь  $a = \sqrt{\frac{kP_0}{\rho_0}}$  –скорость звука в нефти

$$a \left( \frac{\rho}{\rho_0} \right)^{k-1} \approx 1$$

$$\rho_0 \approx \rho \text{ и } k - 1 < 1$$

С учетом выражения (3.2) окончательно получим из уравнений (3.1)

$$\begin{aligned} \frac{1}{a^2} \frac{dP(x,\tau)}{d\tau} + \rho_0 \frac{dv(x,\tau)}{dx} &= 0, \\ \frac{dP(x,\tau)}{dx} + \rho_0 \frac{dv(x,\tau)}{d\tau} + \xi v(x,\tau) &= 0 \end{aligned} \quad (3.3)$$

Преобразуя систему уравнений по Лапласу при нулевых начальных условиях

$$\frac{p}{a^2} P(x,p) + \frac{dv(x,p)}{dx} = 0,$$

$$\frac{dP(x,p)}{dx} + (\rho_0 p + \xi) v(x,p) = 0,$$

откуда

$$\frac{d^2 P(x,p)}{dx^2} - \frac{p}{a^2} \left( p + \frac{\xi}{\rho_0} \right) P(x,p) = 0, \quad (3.4)$$

$$\frac{d^2 v(x,p)}{dx^2} - \frac{p}{a^2} \left( p + \frac{\xi}{\rho_0} \right) v(x,p) = 0, \quad (3.5)$$

Решением уравнения (3.4) являются выражения

$$P(x, p) = k_1' e^{nx} + k_2' e^{-nx},$$

или

$$P(x, p) = k_1 ch nx + k_2 sh nx, \quad (3.6)$$

Используя форму решения (3.6) и для уравнения (3.5)

$$v(x, p) = k_3 ch nx + k_4 sh nx, \quad (3.7)$$

Если заданы скорости потока на концах участка  $v(0, \tau)$   $v(L, \tau)$  можно вывести модель, аппроксимирующую характеристику изменения давления

$$P(x, p) = \left( \frac{\rho_0 n}{p} \frac{ch nL}{sh nL} \frac{ch nx}{sh nx} - \frac{\rho_0 p + \xi}{n} sh nx \right) v_0(0, p) - \frac{\rho_0 n}{p} \frac{ch nx}{sh nL} v_0(L, p),$$

Представим данную модель в виде передаточных функций

$$W_1(x, p)v(0, p) + W_2(x, p)v(L, p),$$

где

$$W_1(x, p) = \left( \frac{\rho_0 n}{p} \frac{ch nL}{sh nL} \frac{ch nx}{sh nx} - \frac{\rho_0 p + \xi}{n} sh nx \right),$$

$$W_2(x, p) = \left( \frac{\rho_0 n}{p} \frac{ch nx}{sh nL} \right),$$

где  $\xi = \frac{\Delta P}{v}$ .

### 3.3 Реализация математической модели нефтепровода на пакете приложений MATLAB

Для удобства реализации математическая модель представлена на рисунке 3.1 в виде блоков.

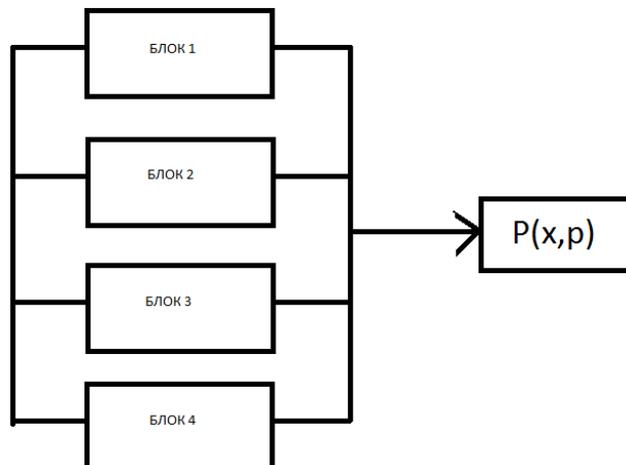


Рисунок 3.1 - Визуальная реализация математической модели

где Блок 1 =  $\frac{\rho_0 n}{p} \frac{ch nL}{sh nL} \frac{ch nx}{sh nx}$  ;  
 Блок 2 =  $\frac{\rho_0 \rho}{n} sh nx$  ;  
 Блок 3 =  $\frac{\xi}{n} sh nx$  ;  
 Блок 4 =  $\frac{\rho_0 n}{p} \frac{ch nx}{sh nL}$  .

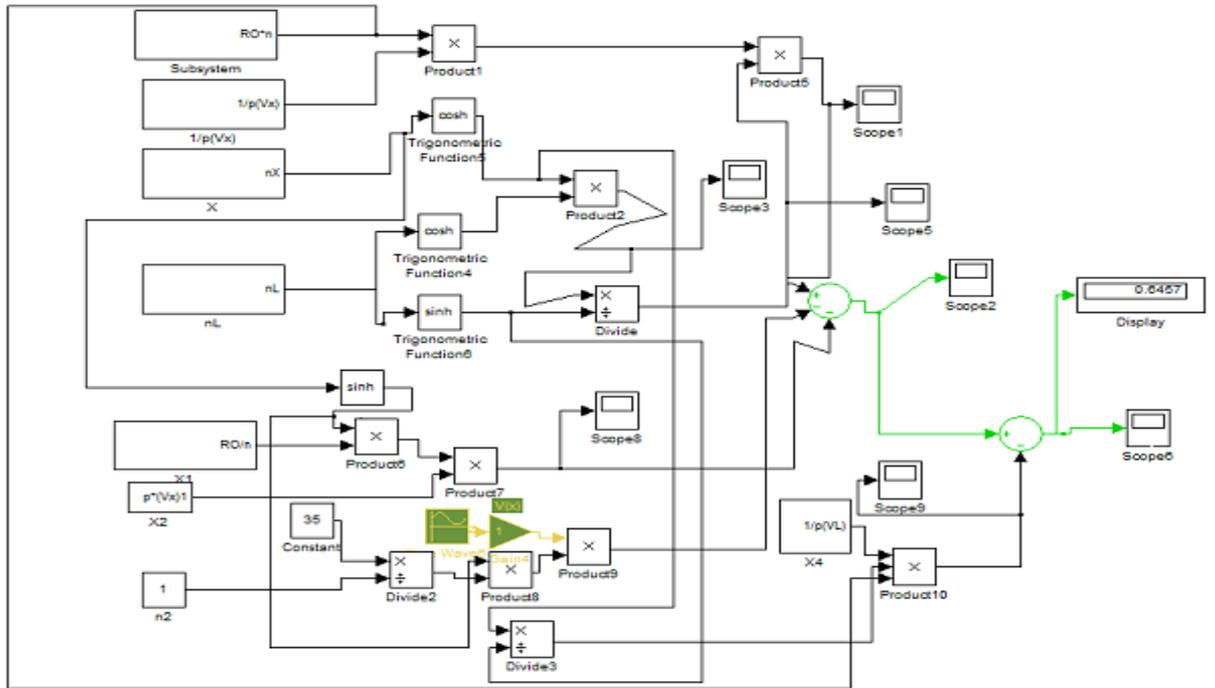


Рисунок 3.2 - Реализация математической модели на MATLAB

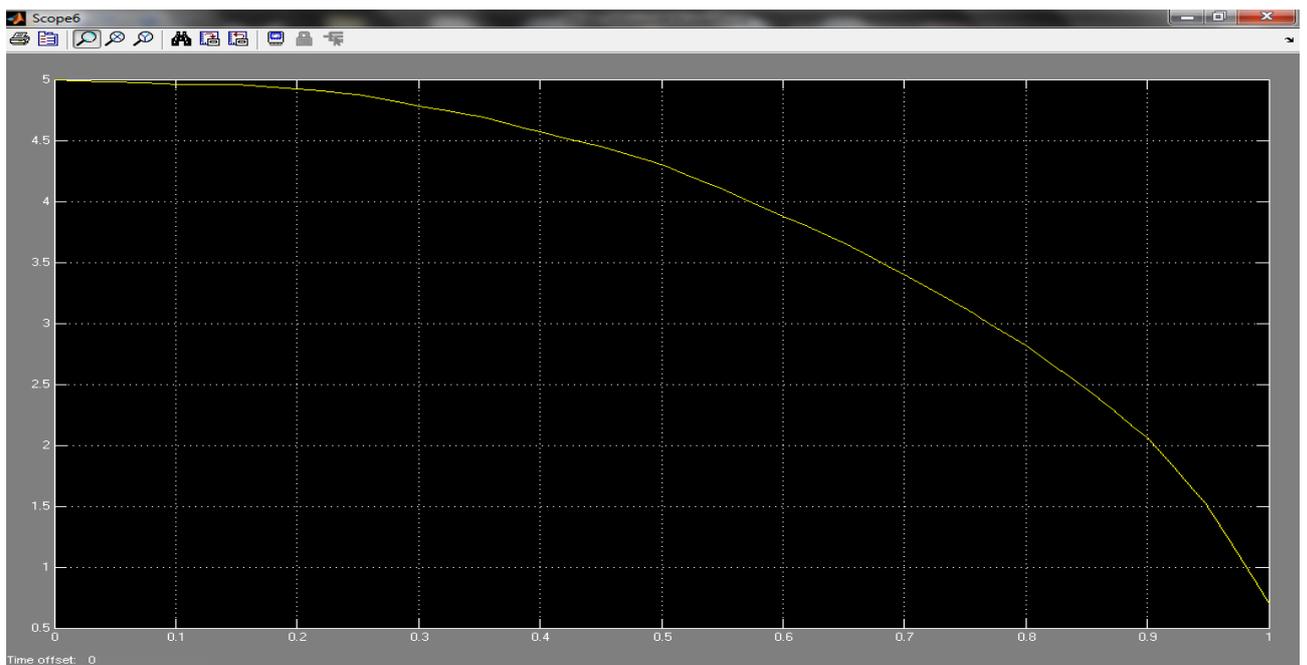


Рисунок 3.3 - Выходная характеристика математической модели

Магистральный нефтепровод регулируются в двух режимах:

- 1) из насоса в насос  $P_L \gg 6$  атм;
- 2) из насоса в резервуар  $P_L \gg 1$  атм.

Это связано с тем, что при работе из насоса в насос, перед входом на вторую НПС давление ниже 6 МПа приведет к кавитации. Во втором режиме нефть из насоса попадает в резервуар, поэтому не обязательно поддержание давления в 6 МПа. Излишнее давление несет за собой неоправданные расходы.

В настоящее время для управления нефтепроводом используются структуры, в которых учитывается только входное давление. Как правило, на вход подается 50 МПа. Этой величины достаточно для того, чтобы на выходе было больше 6 МПа.

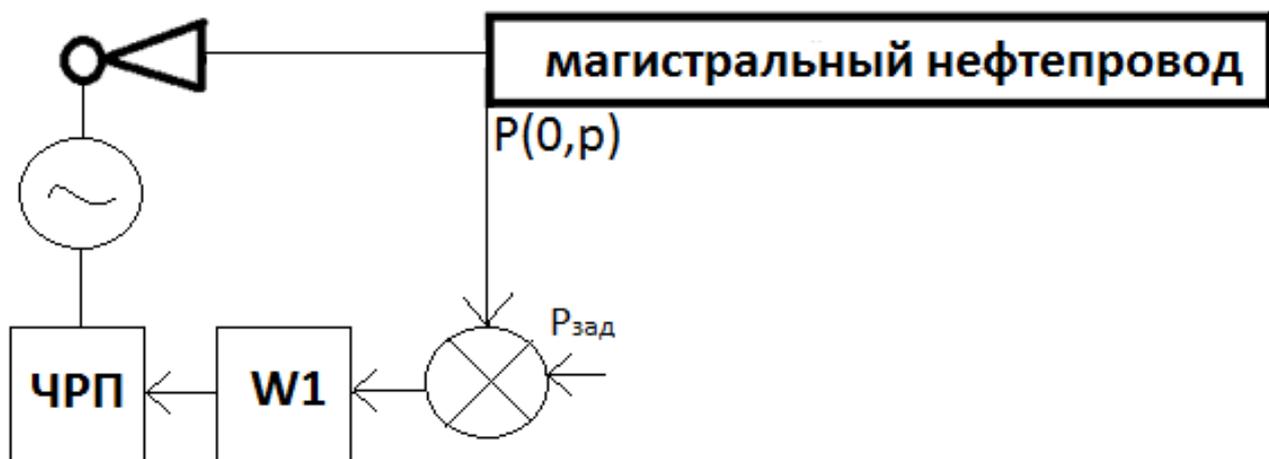
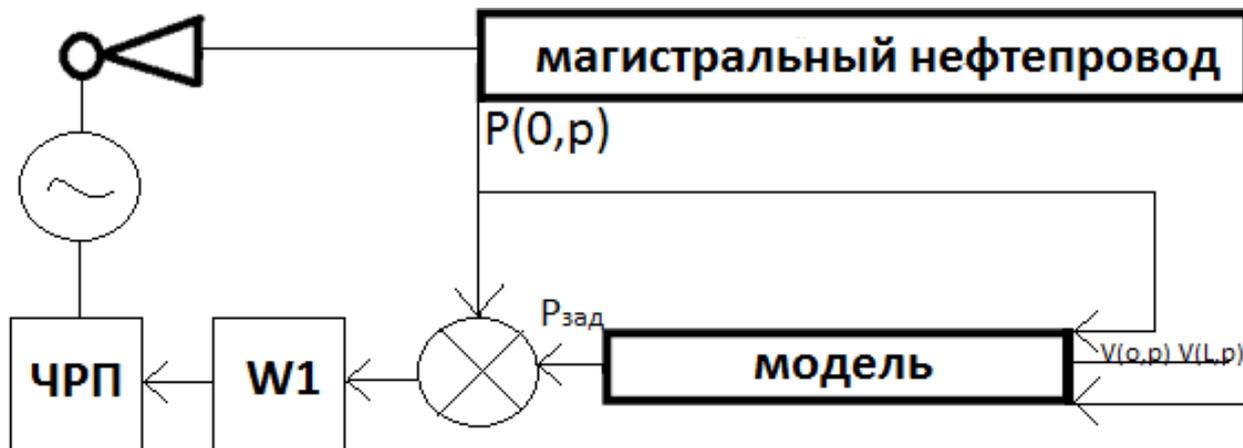


Рисунок 3.4 - Существующая структура управления магистральным нефтепроводом

Полученная математическая модель аппроксимирует характеристику изменения давления, что позволяет наблюдать за изменением давления, задавая известные значения входных параметров. Предлагается использовать выходную характеристику для поддержания давления на выходе равному 6 МПа. Аппроксимированная характеристика позволяет поддерживать выходное значение на требуемом уровне, при этом входная величина может быть меньше 50 МПа. Это приведет к избеганию неоправданных расходов.



**Рисунок 3.5 - Предлагаемая структура управления**

Предложенная структура управления магистральным нефтепроводом является принципиально новой структурой.

### 3.4 Алгоритм частотного управления

Для начала анализа следует создать блок-схемы, которые детально проиллюстрируют процесс, чтобы легче было понять в каком месте есть проблемы.

Блок-схема алгоритма частотного регулирования насоса представлена на рисунке 3.5, где жирными линиями указан разрабатываемый блок управления насосной установкой в зоне промышленного использования насоса НМ 1250/260 и его взаимосвязь с остальными блоками алгоритма.

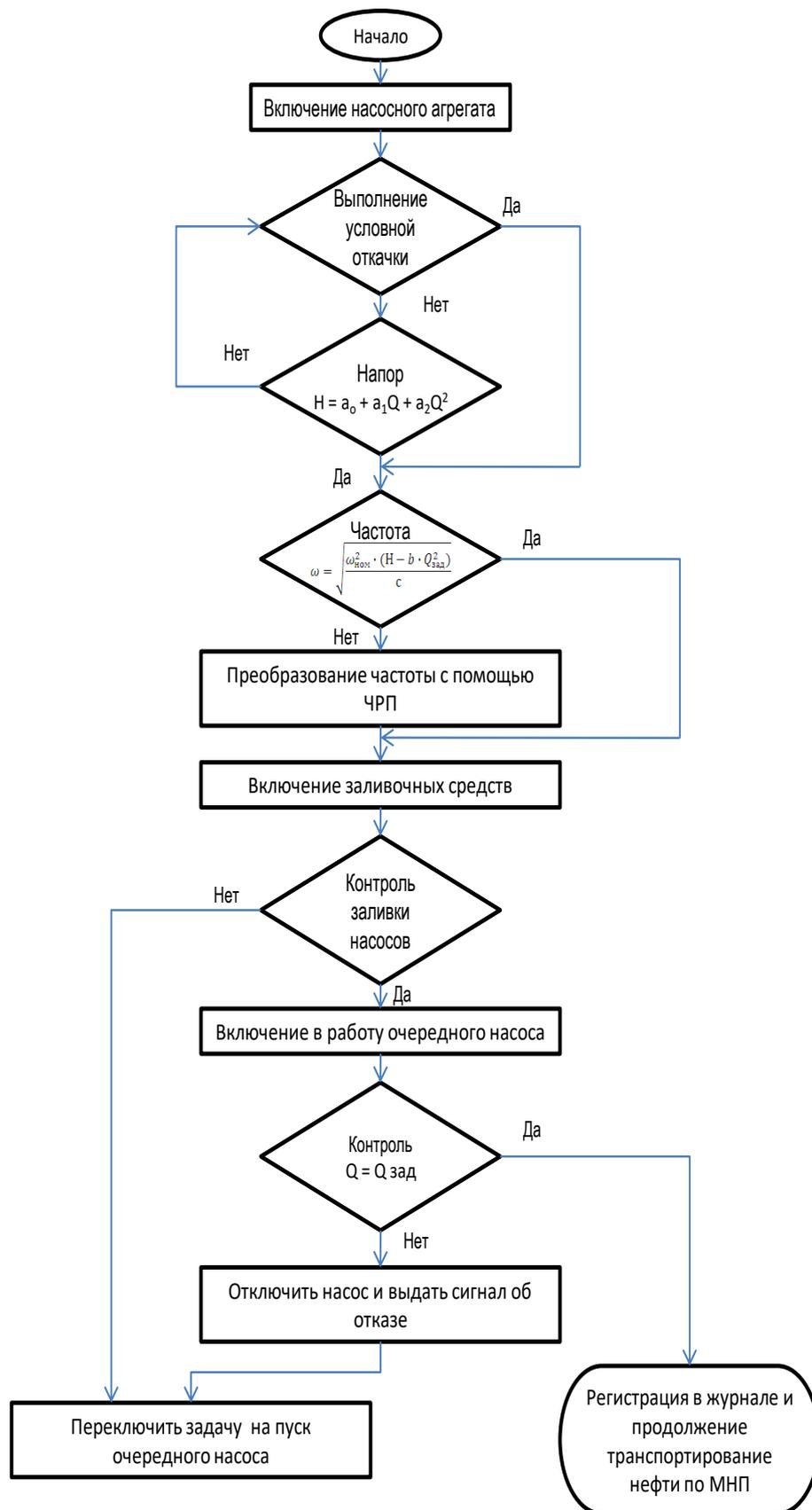


Рисунок 3.5 - Блок-схема частотного регулирования

### **3.5 Управление нефтепроводом и контроль технологического процесса системы автоматики**

Управление нефтепроводом и контроль технологического процесса осуществляются с помощью систем автоматики и телемеханики.

В функции системы автоматики НПС входит обеспечение контроля и управления:

- основными технологическими сооружениями НПС;
- вспомогательными системами непосредственного обеспечения условий работы основного технологического оборудования; вспомогательными инженерными сооружениями.
- узел регулирования давления с запорной арматурой;
- узел приёма и пуска средств очистки и диагностики.

Система телемеханики линейной части магистральных нефтепроводов предназначена для осуществления удаленного наблюдения и управления технологическими объектами трубопроводного транспорта, распределенными на значительной территории и решает следующие задачи:

- повышение безопасности эксплуатации магистральных трубопроводов;
- получение текущих сведений о технологических режимах перекачки и работы оборудования;
- сбор оперативной информации об объемах транспортируемой нефти и дистанционное управление объектами трубопровода;
- дистанционное вмешательство в аварийных ситуациях по открытию и закрытию линейных задвижек (локализация аварийных участков трубопроводов);
- оптимизация технологических процессов на основе анализа получаемой информации.

#### **3.5.1 Описание схемы автоматизации**

Цель создания SCADA системы:

- оптимальное управление технологическим оборудованием станции;
- наблюдение, учет и сигнализация изменений в работе установок и технологическом процессе;
- создание и вывод отчетов по функционированию оборудования, технологическому процессу, работе системы в целом;
- удаленное управление функционирования технологического оборудования.

Основные принципы построения SCADA системы:

- открытость;
- масштабируемость;
- распределённость;
- многоуровневость;
- безопасность.

SCADA система предназначена для удаленного мониторинга и управления технологическим комплексом, а также сбора, хранения, обработки и выдачи технологической информации. SCADA система поддерживает заданный режим работы технологического оборудования, предоставляет рабочие места диспетчера для оперативного контроля состояния оборудования, обеспечивает интерфейс с информационными системами верхнего уровня, для предоставления информации основным специалистам функциональных служб.

В состав SCADA системы входят:

- модуль управления технологическим оборудованием;
- модуль оперативного контроля и управления технологическими процессами;
- комплекс программного обеспечения для решения прикладных клиентских задач.

Модуль управления технологическим оборудованием построен на базе программируемых контроллеров (ПЛК) и обеспечивает совмещение автоматического управления технологическим оборудованием с удаленным наблюдением и управлением из единого диспетчерского пункта. Кроме ПЛК модуль включает:

- первичные средства измерения и датчики технологических параметров;
- нормирующие преобразователи и искрозащитные барьеры;
- аппаратуру местного управления и сигнализации.

Модуль оперативного контроля и управления реализован на базе программных продуктов SCADA пакета WinCC фирмы Siemens и включает:

- сервер ввода/вывода, который организует прием, обработку и хранение технологической информации от подсистемы управления технологическим оборудованием, предоставляет информацию для использования другим подсистемам комплекса, а также внешним информационным системам;
- программный пакет формирования объектно-ориентированных динамических графических мнемосхем состояния технологических процессов в реальном масштабе времени;
- пакет программ отображения, регистрации и печати событий и аварий объектов автоматизации;
- программный пакет формирования трендов значений контролируемых технологических параметров в реальном масштабе времени и архивацию этих трендов;
- пакет программ внешних интерфейсов, обеспечивает возможность обмена данными с другими смежными информационными системами.



Рисунок 3.6 - SCADA системы

Структура комплекса технических средств (далее КТС) базируется на основных принципах построения автоматизированных систем управления промышленными объектами:

- совместимость с программным обеспечением системы контроля, сбора данных и - управления;
- открытая архитектура;
- резервирование локальных сетей, автоматизированных рабочих мест и технологических защит для обеспечения требуемой надежности функционирования;
- распределение технических средств нижнего уровня по помещениям технологического объекта управления для сокращения кабельных коммуникаций;
- использование унифицированных устройств, блоков и узлов;
- обеспечение бесперебойного электропитания;
- высокая надёжность и ремонтпригодность;
- учёт оптимизации затрат на приобретение и обслуживание.

Целью создания системы является:

- оптимальное управление грузопотоками нефти согласно маршрутам транспортировки;

- наблюдение и передача сигналов в случае изменения состояния технологического оборудования;
- реализация учета материальных и энергетических ресурсов;
- создание и предоставление отчетов по транспорту нефти, функционирования установок, технологическому процессу и работе системы;
- удаленное управление работой технологического оборудования.

## 4 Экономическая часть

### 4.1 Техничко-экономическое обоснование

Развитие автоматизации на нефтедобывающих (и газодобывающих) предприятиях неразрывно связано с совершенствованием техники и технологии добычи и транспорта нефти и газа, применением высоконадежного автоматизированного оборудования, рациональной централизацией технологических объектов.

Практика показала, что успешное внедрение автоматизации на промыслах достигается лишь тогда, когда применяемое для добычи нефти и других технологических промысловых процессов оборудование и механизмы обладают высокой степенью надежности, технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти и газа максимально упрощены, когда все процессы обеспечены средствами местной автоматики.

Экономический эффект от применения системы управления обуславливается прежде всего повышением эффективности автоматизируемого производства, определяемым повышением качества и надежности управления, снижением потерь, повышением производительности и т.п.

Основными источниками экономии при создании системы управления являются:

- 1) оптимальное планирование работы объекта;
- 2) повышение технико-экономических показателей за счет расширения полноты состава и качества выполнения функций АСУТП с применением современных технических средств на базе микропроцессорной техники и новых программных средств;
- 3) повышение качества управления и общего организационного уровня производства;
- 4) снижение трудоемкости управления, повышение производительности труда работников станции;
- 5) оперативный расчет основных технико-экономических показателей объекта;
- 6) лучшее использование оборудования, увеличение сроков его службы, устранение аварий и предусмотренных планом остановок;
- 7) увеличение загрузки оборудования по мощности и времени, в связи с этим увеличение объема производства;
- 8) сокращение непроизводительных расходов.

Система управления предназначена для обеспечения наиболее благоприятных условий протекания процесса производства продукции на всех его переходах и стадиях, что достигается поддержанием параметров этого процесса на заранее заданном уровне или нахождением оптимального варианта. Экономическая эффективность промышленного производства

отражает сопоставление конечного результата хозяйственной деятельности промышленного предприятия с затратами на его достижение.

Конечный результат хозяйственной деятельности характеризуется различными стоимостными и натуральными показателями. Например, объемом производства продукции, экономией по отдельным элементам затрат, общей экономией от снижения себестоимости продукции, качеством продукции. Сегодня суть перемен в перенесении центра внимания с количественных показателей на качественные, и эффективность, с промежуточных на конечные результаты, с расширения производственных фондов на их обновление, на ускорение развития наукоемких отраслей производственной и социальной инфраструктуры. Предусмотрено направить на реконструкцию и техническое перевооружение производства свыше 200 миллиардов тенге капитальных вложений - больше, чем за предшествующие 10 лет.

Ясно, что эффективность реконструкции, темпы экономического роста в решающей мере зависят от машиностроения. Именно в нем материализуются основополагающие научно-технические идеи, создаются новые орудия труда, системы машин, определяющие прогресс в других отраслях народного хозяйства.

Здесь закладываются основы широкого выхода на принципиально новые, ресурсосберегающие технологии, повышение производительности труда и качества продукции.

Затраты на проектирование растут с увеличением времени на поиск технологом-проектировщикам лучшего решения в режиме диалога с электронными машинами. Если действительны затраты времени на технологию, а процесс проектирования будет больше регламентированным, то это может привести к срыву плановых заданий, либо к перерасходу машинного времени.

При совершенствовании процесса проектирования выделяют две обобщенные подцели:

- 1) повышение производительности труда технолога - проектировщика;
- 2) улучшение качества операций.

Приведенные ниже затраты на автоматизированное проектирование и внедрение в производство разработанного технологического процесса, отражающие затраты в сфере производства, в сфере проектирования, что соответствует указанным подцелям.

Все затраты, связаны с достижением экономического эффекта, подразделяются на текущие и единовременные. К единовременным затратам можно отнести затраты на покупку оборудования, к текущим – заработную плату оператора, амортизацию оборудования и затраты на электроэнергию.

## **4.2 Расчет затрат на разработку и внедрения системы автоматического управления**

Затраты на создание системы автоматизации складываются из следующего:

- а) заработная плата разработчиков (с отчислением на социальные нужды);
- б) затраты на отладку программы;
- в) затраты на монтаж;

#### 4.2.1 Зарплата разработчиков с отчислением на социальные нужды

Для разработки и внедрения системы автоматизации с использованием программного продукта MATLAB требуется следующий персонал (таблица 1). Также представлен срок работы для каждого из них, т.к. идет повременное начисление.

Таблица 4.1 – Требуемый персонал

Должность	Количество	Мес. оклад, тг	Срок, мес.	Общая сумма, тг
Инженер-разработчик	3	150 000	3	1350000
Руководитель проекта	1	200 000	3	600000
Консультант	1	90 000	3	270000
Прямой Фонд				2220000 тг.

Зарплата с отчислениями на социальные нужды:

$$C_{\text{нач}} = \text{МРП} * N_{\text{мес.}}$$

где  $C_{\text{нач}}$  – сумма налога, тг.;

$\text{МРП} = 2525 * 15 = 37875$  тг. – 15-ти кратный расчетный показатель;

$N_{\text{мес}}$  - количество рабочих месяцев = 3

$$C_{\text{нач}} = 37875 * 3 = 113625 \text{ тг.},$$

$$(15 * 2525 * 3 * 5 - 2525 * 3 * 5) * 0.2 = 106050 \text{ тг.},$$

Социальные отчисления:

$$CO = (2220000 - 222000) * 0,035 = 69930 \text{ тг.},$$

Налог на социальные нужды:

$$H_{\text{соц}} = 106050 + 69930 = 175980 \text{ тг.},$$

Общие расходы по заработной плате составят:

$$З_{\text{разр}} = 2220000 + 175980 = 2395980 \text{ тг.},$$

#### 4.2.2 Затраты на отладку программы

На наладку системы требуется 160 часов машинного времени. Машинное время рассчитывается как отношение суммы затрат на амортизацию, ремонт, электроэнергию, заработную плату оператора с отчислениями к общему фонду времени работы оборудования.

Таблица 4.2 - Затраты на внедрение средств автоматизации

Наименование	Тип	Цена тг.	Кол-во шт.	Всего
Управляющий модуль	Microface Evolution	155 000	1	155 000
Компьютер	INTEL Pentium IV	85 000	4	340 000

Расчет стоимости машинного часа:

1) Амортизационные отчисления составляют 10 % от стоимости оборудования:

$$З_{\text{ам}} = 495000 * 0,1 = 49500 \text{ тг.},$$

2) Заработная плата оператора составляет 130000 тг., годовая заработная плата с отчислениями на социальные нужды оператора составит:

$$ЗП_{\text{опр}} = 130000 * 2 * 12 = 3120000 \text{ тг.},$$

$$Н_{\text{соц}} = (15 * 2525 * 12 * 2 - 2525 * 12 * 2) * 0,2 = 169680 \text{ тг.}, \\ (3120000 - 392448) * 0,15 = 56332 \text{ тг.},$$

$$СО = 78490 + 56332 = 134822 \text{ тг.},$$

$$ЗП_{\text{опр}} = 768000 + 134822 = 902822 \text{ тг.},$$

3) Затраты на ремонт составляют 10% от стоимости оборудования:

$$З_{\text{рем}} = 495000 * 0,1 = 49500 \text{ тг.},$$

4) Расчет энергозатрат:

$$Z_{э/э} = \Phi K_э * C_э .,$$

где  $\Phi$  – годовой фонд рабочего времени;  
 $K_э$  – количество энергии потребляемый компьютером и энергии  
 затраченной на освещение рабочего места оператора 0,3 кВт;  
 $C_э$  – стоимость электроэнергии = 8,02 тг/Вт.

$$\Phi = (52 * 40 - 10 * 8) = 1800 \text{ часов.},$$

$$Z_{э/э} = 1800 * 8,02 * 0,3 = 4331 \text{ тг.},$$

Таким образом, стоимость машинного часа определяется:

$$C_{м.ч.} = (Z_{ам} + 3\Pi_{опр} + Z_{рем} + Z_{э/э}) / \Phi .,$$

$$C_{м.ч.} = (49500 + 902822 + 49500 + 4331) / 1800 = 558 \text{ тг.},$$

Время на отладку программы 160 часов, следовательно, затраты на её отладку составляют:

$$Z_{отл} = 160 * 558 = 89280 \text{ тг.},$$

5) Прочие затраты составляют 2% от заработной платы оператора

$$Z_{проч} = 902822 * 0,02 = 18056 \text{ тг.},$$

В результате работы над устройством регулятора были затрачены материальные средства, представленные в таблице 3.

Таблица 4.3 - Стоимость комплектующих регулятора

Наименование	Цена, тг.	Количество, шт.	Сумма, тг.
Заслонка	12455	1	12455
Пневмопривод	47000	1	47000
Болты	5,67	120	680,40
Гайки	3,70	87	321,90
Шайбы	2,60	107	278,20
Провод	458	14	6412
Всего			67147

Итоговая суммарная стоимость материальных затрат составляет 67 147 тенге  
Затраты на монтаж:  $67147 \cdot 0,1 = 6715$  тенге

Итого сумма всех затрат разработчиков, т.е. капитальное вложение  $K_B$  на разработку программного обеспечения:

$$K_B = Z_{\text{раз}} + Z_{\text{мат.з}} + Z_M + Z_{\text{отл.}}$$

$$K_B = 805764 + 89280 + 67147 + 6715 = 968906 \text{ тг.},$$

### 4.3 Расчет экономии

Применение регулятора давления препятствует аварийным ситуациям на магистральных трубопроводах посредством оперативного управления. Данный регулятор позволяет минимизировать большие перепады давления из-за которых образуются трещины в трубопроводе и возникают весьма ощутимые утечки нефти. Это дает возможность сэкономить в среднем на 1,2% транспортируемого количества нефтепродуктов.

$$\mathcal{E}_n = V_n \cdot 0,012 \cdot C_n,$$

где  $V_n$  - потеря объема нефти из-за утечек;  
 $C_n$  - цена одной тонны нефти, тенге.

$$\mathcal{E}_n = 5310 \cdot 0,012 \cdot 9000 = 573480 \text{ тг.},$$

Уменьшение утечек снизит затраты на сварку, так как затраты на сварку прямо пропорциональны количеству нефти и составит 2100 тенге на каждый километр трубопровода, общая длина трубопровода составляет 560 км. Снижение затрат на сварку позволит получить дополнительную прибыль.

$$\mathcal{E}_d = \mathcal{E}_n \cdot D_r,$$

где  $\mathcal{E}_n$  - экономия нефти, тенге;  
 $D_r$  - длина трубопровода, км.

$$\mathcal{E}_d = 2100 \cdot 560 = 1176000 \text{ тг.},$$

Годовая экономия составит

$$\mathcal{E}_r = \mathcal{E}_n + \mathcal{E}_d = 1176000 + 573480 = 1749480 \text{ тг.},$$

Годовой экономический эффект рассчитывается по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{эф}} = \mathcal{E}_{\Gamma} - E_{\text{н}} * K_{\text{д}},$$

где  $E_{\text{н}}$  - нормативный коэффициент эффективности;  
 $K_{\text{д}}$  - дополнительные капиталовложения, тенге.

$$\mathcal{E}_{\text{эф}} = 1749480 - 0,15 \cdot 2691217 = 1345797 \text{тг},$$

Срок окупаемости рассчитывается по формуле

$$T_{\text{ок}} = K_{\text{в}} / \mathcal{E}_{\Gamma} = 968906 / 1749480 = 0,6,$$

Таким образом, внедрение данного регулятора экономически целесообразно, так как расчетный срок окупаемости значительно ниже нормативного.

## **5 Охрана труда**

### **5.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов**

Непрерывность технологического процесса требует одновременного выполнения различного по характеру операций.

Анализ труда в нефтеперекачивающих станциях характеризуется наличием вредных и опасных производственных факторов. Основными являются следующие:

- 1) механические травмы;
- 2) опасности возникновения пожаров;
- 3) производственные шумы и вибрации;
- 4) запыленность и загазованность воздуха;
- 5) опасность поражения электрическим током.

### **5.2 Организационные мероприятия**

К организационным мероприятиям для оператора относятся: обучение противопожарным правилам, правилам техники безопасности при работе с приборами и устройствами. Обучение правилам охраны труда производится за счет проведения инструктажей. Вводный инструктаж проводят при приеме на работу оператора и раз в полгода проводится повторный инструктаж.

Все рабочие и ИТР должны ознакомиться с инструкторами по технике безопасности. Ответственность возлагается на начальников цехов. При проведении инструктажа на руки рабочим выдается инструкции по технике безопасности, которые являются основными документами при инструктаже и обучении правилам безопасности работы.

Инструктаж по технике безопасности производится по следующим видам:

- вводный, проводится со всеми рабочими и ИТР, поступившими на работу;
- первичный, проводится со всеми вновь поступившими и переводимыми с других подразделений;
- повторный, проводится периодически в один месяц каждого квартала;
- внеплановый, проводится руководителями при нарушении рабочими правил техники безопасности;
- дополнительный, проводится перед выполнением особо опасных работ.

Предупреждение заболеваний обеспечивается медицинским контролем за состоянием здоровья рабочих. Кроме того, предусматриваются ежегодные отпуска и проведение культурно-массовых мероприятий.

### **5.3 Технические мероприятия**

К техническим мероприятиям на нефтеперекачивающих станциях относятся соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании зданий, при устройстве электропроводов и оборудования, отопления и вентиляции, освещения, правильное размещение оборудования. Также должны соответствовать нормам безопасности конструкции технологического оборудования насосных станций. Важную роль в создании безопасных условий труда играет соблюдение сроков планово-предупредительного ремонта.

Правила по технике безопасности содержат требования технического характера, направленные на защиту работающих от воздействия предметов и средств труда, безопасную работу оборудования.

Нормы по производственной санитарии и гигиены труда определяют устройство производственных и бытовых помещений, рабочих мест в соответствии с физиологией и гигиеной труда, а также безопасные пределы содержания в воздухе производственных помещений пыли, газов, паров и другие.

Правила и нормы по технике безопасности и производственной санитарии необходимо соблюдать как при проектировании, так и при эксплуатации промышленных объектов.

Правила и нормы по технике безопасности и производственной санитарии закрепляют важнейшие гарантии безопасности и гигиены труда.

При эксплуатации электрических сетей и установок может возникнуть опасность поражения человека электрическим током. Эта опасность вызвана тем, что при работе человек взаимодействует с техникой, или находится в электрическом поле.

### **5.4 Защитные мероприятия от воздействия шумов и вибраций**

Производственный шум - совокупность звуков различной интенсивности и частоты, беспорядочно изменяющихся во времени и вызывающих у работающих неприятные субъективные ощущения. Интенсивность шума определяют в пределах октав. Октавы - диапазон частот, в котором верхние границы частоты вдвое больше нижней.

Шум можно классифицировать по следующим признакам:

1) По характеру спектра:

а) широкополосные, с непрерывным спектром шириной более октавы;  
б) тональные, в спектре которых имеются слышимые тона; тональный характер шума определяется по повышению уровня в одной полосе над соседними 1/3-октавными полосами не менее 10 децибел.

2) По временным характеристикам:

а) постоянные, уровень звука которых за 8 часовой рабочий день изменяется во времени не более чем на 5 децибел.

б) непостоянные, уровень звука которых за 8 часовой рабочий день изменяется более чем на 5 децибел.

Борьба с шумом на производстве должна проводиться комплексно, исключать меры технологического, санитарно-технического, учебно-профилактического характера.

Одним из основных мероприятий является устранение причины шума или существенное его ослабление в самом источнике образования при разработке новых технологических процессов, при проектировании, изготовлении машин и оборудования путем улучшения конструкции.

Вибрация представляет собой механическое колебание движения, простейшим видом которого является гармоническое колебание.

По способу передачи принято различать вибрацию локальную, передаваемую через руки и общую, передаваемую через опорные поверхности сидящего или стоящего человека.

По характеру спектра вибрации подразделяются на узкополосные, у которых контролируемые параметры в 1/3-октавной полосе частот более чем на 15 децибел превышают значение в соседних 1/3-октавных полосах; широкополосные, которые не отвечают указанному требованию.

По частотному составу подразделяются на низкочастотные, среднечастотные и высокочастотные.

Для борьбы с шумом и вибрацией при строительстве объектов используют звукопоглощающие материалы в панелях, в штукатурке, в блоках в виде рыхлой массы; при проектировании и эксплуатации необходимо устранить причины шума или ослабить его в источнике, изолировать шум или проглотить звук. Кроме того, необходимо рационально размещать источники шума, устраивать глушители, экранировать шум.

Большое значение в борьбе с шумом и вибрациями имеет значение создание бесшумных и малошумных станков, электродвигателей, насосных колес НПС и других механизмов, замена технологических ударных процессов безударными. Для устранения шума при течении сухих материалов применяют вязкие смазочные материалы. Одним из основных методов глушения шума является поглощение звука. Нашли применение в качестве звукопоглощающих материалов пробка, резина, войлок, шерсть, вата, асбест, линолеум, различные многослойные материалы из синтетических смол, бетон и другие.

## **5.5 Производственные яды**

Производственные яды - химические вещества, которые в производственных условиях могут, попадая в организм, вызывать нарушения нормальной жизнедеятельности организма, и быть причиной острых и хронических интоксикаций.

Химические вещества можно классифицировать по разным признакам:

- по химическому строению (органические, элементарно-органические, неорганические соединения);

- по агрегатному состоянию (газы, пары и их смеси);

- по опасности воздействия (1-й класс опасности - чрезвычайно опасные, 2-й класс - высоко опасные, 3-й класс - умеренно опасные, 4-й класс - малоопасные).

Источниками выделения химических веществ могут быть негерметичное оборудование, недостаточно оптимизированные операции перекачки нефти, ремонтные работы.

Наиболее радикальным путем борьбы с профессиональными отравлениями является устранение яда из технологического процесса. Применение современных технологических процессов позволяет осуществить автоматизацию технологических процессов. При этом обеспечивается дистанционное управление процессом и устраняется или резко сокращается как время пребывания работающих непосредственно в производственных помещениях, так и время контакта с токсичными веществами.

Отбор проб для контроля за ходом технологического процесса необходимо производить вакуумным способом, что полностью исключает выделение химических веществ в рабочую зону.

Процессы фильтрации, центрифугирования и другие аналогичные операции должны осуществляться в герметичных аппаратах с механизированными погрузками и выгрузками, а сами аппараты необходимо снабжать отсосами с аспирацией и очисткой с рекуперацией или обезвреживания выбросов.

Важную роль в предупреждении профессиональных отравлений играют санитарно-технические и гигиенические мероприятия. Производственные помещения оборудуются эффективной вентиляцией с обязательным улавливанием токсических веществ в зоне их образования, внедрение систем кондиционирования воздуха с использованием автоматической и контрольно-измерительной аппаратуры, сигнализирующей о загрязнении воздушной среды химическими веществами.

## **5.6 Производственная вентиляция**

Производственная вентиляция - система санитарно технических устройств и сооружений для удаления производственной вредности, и создания в рабочей зоне НПС воздушной среды, отвечающей гигиеническим требованиям.

В данном случае используется общеобменная, местная и искусственная вентиляция. Местная вентиляция используется для удаления вредных веществ непосредственно на месте их образования. Можно представить следующие виды местных укрытий:

- полностью закрытые кожухи, укрывающие источники выделения вредных веществ, из которых отсасывается воздух;
- открытые воздухоприемники, представляющие собой отсосы той или иной конструкции, приближенные к источнику поступления вредности.

Для обеспечения эффективной работы системы вентиляции важен контроль за состоянием воздуховодов, полностью присоединения отдельных отрезков. Наиболее совершенным видом механической вентиляции является кондиционирование воздуха, когда автоматически поддерживаются заданные условия воздушной среды независимо от изменений наружного воздуха и режима помещений.

## 5.7 Метеорологические условия на производстве

Работу на нефтеперекачивающих станциях часто ведут на открытом воздухе, поэтому она связана с воздействием на работающих различных метеорологических условий (температуры, влажности воздуха, ветра, естественных излучений). Метеорологические условия подвержены сезонным и суточным колебаниям. Внутри производственных помещений они в значительной степени зависят от характеристики зданий и технологических процессов, происходящих в них.

Неблагоприятные метеорологические условия могут явиться причиной несчастных случаев. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность; при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма.

На основе результатов исследования влияния метеорологических условий на работающих разработаны санитарные нормы. В холодный и переходной периоды года при температуре наружного воздуха ниже  $+10^{\circ}\text{C}$  температура воздуха в помещении с незначительными тепловыделениями ( $20\text{ккал/м}^3\text{ч}$  и менее) допускается в пределах  $17-22^{\circ}\text{C}$  при легкой работе и  $13-18^{\circ}\text{C}$  при тяжелой. В помещениях со значительным тепловыделением (более 20 килокалорий на кубический метр час) в тот же период года допускается температура  $17-24^{\circ}\text{C}$  при легкой работе,  $13-17^{\circ}\text{C}$  при тяжелой работе.

Влияет на теплоотдачу организма и влажность воздуха. В холодный и переходной периоды года при температуре наружного воздуха  $+10^{\circ}\text{C}$  относительная влажность должна быть не больше 70%. В теплый период года при температуре наружного воздуха  $+10^{\circ}\text{C}$  и выше при температуре в помещении  $+28^{\circ}\text{C}$  относительная влажность должна быть не более 55% и при температуре  $+24^{\circ}\text{C}$  и ниже - не более 70%. При меньшей относительной влажности воздух считается сухим, при большем - с повышенной влажностью, что отрицательно сказывается на организме человека. Сухой воздух приводит к повышенному испарению, в связи с чем появляется ощущение сухости слизистых оболочек и кожи. Очень влажный воздух, наоборот, затрудняет испарение.

В связи с тем, что основные производственные процессы на нефтеперекачивающих станциях идут на открытом воздухе, "Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности" предусмотрены мероприятия по защите рабочих от воздействия неблагоприятных метеорологических факторов:

- снабжение рабочих спецодеждой и спецобувью;

- устройство укрытий;
- зонтов над рабочими местами;
- помещений для обогрева рабочих.

Во время сильных морозов, ветров, ливней работы запрещены К числу мероприятий по улучшению условий труда при работе на открытом воздухе относится также создание микроклимата на рабочих местах с помощью агрегатов и устройств.

## **5.8 Основные меры электробезопасности**

Одно из основных мер - это заземление, то есть соединение электрической установки с заземляющим устройством; изоляция, выравнивание потенциалов, применение изолирующих средств, указателей напряжения, тока, переносных заземлений, временных ограждений.

Основные изолирующие защитные средства в электроустановках напряжением выше 1000 вольт относятся: оперативные и измерительные штанги; изолирующие и токоизмерительные клещи; указатели напряжений, изолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ Их изготавливают из изоляционных материалов с устойчивыми диэлектрическими характеристиками (фарфор, бакелит, эбонит).

Все защитные средства должны храниться в строгом соответствии с правилами и подвергаться периодическим контрольным осмотрам, электрическим и механическим испытаниям в сроки и по нормам, установленным правилами.

## **5.9 Противопожарные и взрывопредупреждающие мероприятия**

Безопасность людей при пожарах и взрывах, а также сокращение возможного ущерба от них достигается обеспечением пожарной безопасности производственных объектов и взрывобезопасности производственных объектов.

Предприятия нефтегазовой промышленности нередко отмечаются повышенной пожарной опасностью, так как их характеризует сложность производственных установок, значительное количество легковоспламеняющихся и горючих жидкостей, сжиженных горючих газов, разветвленная сеть трубопроводов с запорно-пусковой и регулирующей арматурой, большая оснащенность электроустановками.

Для предупреждения пожаров и взрывов от коротких замыканий, перегрузок и других причин, связанных с эксплуатацией электроустановок, необходим правильный выбор, монтаж и соблюдение установленного режима эксплуатации электрических цепей, машин, аппаратов, а также электрических средств автоматизации и связи.

Здание считается правильно спроектированным в том случае, если наряду с решением функциональных, санитарных и других технических и экономических требований обеспечены условия по пожарной безопасности.

При проектировании нефтеперекачивающих станций необходимо учесть возможные пути эвакуационных выходов. В системе вентиляции предусматриваются каналы, прекращающие доступ воздуха при пожаре.

В практике тушения пожаров наибольшее распространение получили следующие принципы прекращения горения: изоляция очага горения от воздуха, охлаждение очага горения ниже определенных температур, интенсивное торможение скорости химической реакции в пламени, механический срыв пламени в результате воздействия на него сильной струи воды, создание условий огнепреграждения.

Вода, применяемая для тушения, обладает свойствами, ограничивающими область ее применения. Так при тушении водой нефтепродукты и многие другие горючие жидкости всплывают и продолжают гореть на поверхности, поэтому вода может оказаться малоэффективной при их тушении. Огнетушащий эффект при тушении водой в таких случаях может быть повышен путем подачи ее в распыленном состоянии.

Огнетушители по виду огнетушащих средств подразделяются на жидкостные, углекислотные, химпенные, воздушно-пенные, хладоновые, порошковые и комбинированные.

В нефтеперекачивающих станциях применяют огнетушители типа: химпенные, воздушно-пенные, хладоновые, комбинированные. Способность конструкций задерживать распространения огня оценивается пределом их огнестойкости, выражаемым временем (в часах) от начала испытания строительной конструкции на огнестойкость до возникновения в них одного из следующих признаков: образования сквозных трещин; повышение температуры на необогреваемой поверхности в среднем более чем на  $140^{\circ}\text{C}$  или в любой точке этой поверхности более чем на  $180^{\circ}\text{C}$  по сравнению с температурой до испытания или более  $210^{\circ}\text{C}$  независимо от температуры конструкции до испытания.

Возможность быстрой ликвидации возникшего пожара во многом зависит от своевременного извещения о пожаре. Наиболее быстрым и надежным видом пожарной связи и сигнализации является электрическая система и телефонная связь.

Противопожарное водоснабжение рассчитано на подачу необходимого для тушения пожара количества воды под соответствующим напором.

## **5.10 Расчет магистрального противопожарного трубопровода**

Расчет магистрального противопожарного трубопровода для тушения одного развивающегося пожара на откаточном горизонте в 400 метров от ствола шахты. Отметка горизонта 520 метров, а устья ствола шахты и насосной станции, находящейся на берегу естественного водоема 2680 метров от ствола - 710 метров.

Сечение откаточного штрека 8 метров в квадрате, а скорость вентиляционного потока в нем 4 метров в секунду.

Расход воды на тушение пожара принимается из расчета одновременной работы одной водяной завесы на исходящей струе и одного пожарного ствола КР-Б с расходом воды  $Q=30$  кубических метров в час. Расход воды на одну винтовую насадку ВВР-1 при давлении 0,4 мегапаскаль составляет 16,2 кубических метров в час, тогда завесу следует оборудовать  $56,84 \div 16,2 = 3,5$ , то есть четырьмя винтовыми насадками диаметром 16 миллиметров.

При этом фактический расход воды на завесу будет равен

$$Q_2 = 16,2 \cdot 4 = 64,8 \text{ м}^3/\text{час},$$

а общий расход воды на пожаротушение и изоляцию

$$Q = Q_1 + Q_2 = 30 + 64,8 = 94,8 \text{ м}^3/\text{час},$$

Внутренний диаметр трубопровода

$$d = 0,0188 \sqrt{\frac{Q}{V}} = 0,0188 \sqrt{\frac{9,48}{2,5}} = 0,115 \text{ м}$$

где  $V=2,5$  метров в секунду - скорость движения воды в нем.

Полученную величину округляем до ближайшего стандарта  $d=125$  миллиметров.

Необходимый напор у водозабора будет равен:

$$H = K \cdot LAQ^2 - H_r + H_n = (1,05 \cdot 2680 + 190 + 400) \cdot 6,7 \cdot 10^{-6} \cdot 94,8^2 - 190 + 16 = 56, \quad (5.6)$$

где  $K$  - коэффициент, учитывающий потери напора за счет местных сопротивлений;

$A$  - удельное сопротивление трубопровода диаметром 125 миллиметров;

$L$  - общая протяженность трубопровода;

$H_r$  - геодезический перепад высот между насосной станцией и местом тушения пожара;

$H_n$  - длина компактной водяной струи пожарного ствола КР-Б.

По рассчитанным данным выбираем насос погружного типа ЭНЦВ с регулируемым диапазоном производительности  $Q_n = 1,8 \div 152$  метров кубических в час и напором  $H_n = 0,16 \div 2,2$  мегапаскаль.

Так как глубина ствола равна 190 метров, то при давлении воды по нему самотеком могут возникнуть гидравлические удары. Поэтому на сопряжении ствола с откаточным горизонтом следует предусмотреть мембранный редуцирующий клапан марки КР-1М.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данном дипломном проекте были рассмотрены основные сведения о НПС, виды насосов для трубопроводного транспорта нефти, резервуарные парки нефтеперекачивающих станций, узлы регулирования давления и учета нефти. Также в данной работе были приведены расчеты плотности и вязкости нефти, основные формулы гидравлического расчета трубопровода и гидравлического уклона, характеристики трубопровода, насоса и насосной станций, уравнения баланса напоров, определено количество нефтеперекачивающих станций и способы их размещения.

Разработана схема нефтеперекачивающей станции на программном пакете AutoCAD и реализована математическая модель нефтепровода на пакете приложений MATLAB.

Дипломный проект включает в себя экономическое обоснование выбранного регулятора, стоимость комплектующих регулятора, затраты на его монтаж и общую сумму затрат, связанную с разработкой данного регулятора. Приведенные в экономической части расчеты указывают на то, что использование данного регулятора в автоматизированной системе управления является целесообразным, так как затраты на внедрение регулятора давления незначительны по отношению к экономическому эффекту, который будет получен за счет снижения затрат на ремонт линейной части нефтепровода.

Предложенная разработка регулятора давления даст экономию от внедрения 174980 тенге в год с годовой экономической эффективностью 1614480 тенге. Период окупаемости системы составляет восемь месяцев.

В разделе охраны труда приведены организационные мероприятия необходимые для безопасной работы обслуживающего персонала нефтеперекачивающих станций, приведены противопожарные мероприятия, защитные меры по обеспечению безопасного труда системы управления технологическими процессами.

## ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ, ТЕРМИНОВ

- МН – магистральный нефтепровод  
НПС – нефтеперекачивающие станции  
ГНПС – головные нефтеперекачивающие станции  
РП – резервуарный парк  
ЛУ – линейный участок  
МНС - магистральная насосная станция  
МНА - магистральные насосные агрегаты  
ПНС - подпорная насосная станция  
ПНА - подпорные насосные агрегаты  
ВС – вспомогательная система  
СРД - система регулирования давления  
СКЗ - система катодной защиты  
УУ - узел учета нефти  
УППС - устройство пуска - приема скребка  
МДП - местный диспетчерский пункт  
РДП – районный диспетчерский пункт  
ЦДП – центральный диспетчерский пункт  
НА – насосный агрегат  
СА – система автоматизации  
САР – система автоматического регулирования  
ДЗ – дросселирующая заслонка  
АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом  
РСУ – распределенная система управления  
РВС - распределенная вычислительная система  
ПЛК – программируемый логический контроллер  
ЛВС – локальная вычислительная сеть  
АРМ – автоматизированное рабочее место

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 В.М. Агапин, Б.Л. Кривошейн, В.А. Юфин. Тепловые и гидравлические расчеты трубопроводов для нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1981
- 2 Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г., Юфин В.А., Яковлев Е.И. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1988
- 3 Бакаев А.А., Олеярш Г.Б., Ивонина Д.С. Математическое моделирование при проектировании магистральных трубопроводов. – Киев: Наукова Думка, 1990
- 4 Губин В.Е., Губин В.В. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1982
- 5 Гусейнзаде М.А., В.А. Юфин. Неустановившееся движение нефти и газа в магистральных трубопроводах. – М.: Недра, 1981
- 6 Жумагулов Б.Т., Смагулов Ш.С., Евсеева А.У., Нестеренкова Л.А. Трубопроводный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей. – Алматы: НИЦ «Галым», 2002
- 7 Зайцев Л.А. Регулирование режимов работы магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 1982
- 8 Исакович Р.Я., Логинов В.И., Попадько В.Е. Автоматизация производственных процессов нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1983
- 9 Кривошейн Б.Л., Тугунов П.И. Магистральный трубопроводный транспорт. – М.: Наука, 1985
- 10 Меерова М.В. Многосвязные системы управления. – М.: Наука, 1990
- 11 Надиров Н.К., Каширский А.И. и др. новые нефти Казахстана и их использование: техника и технология нефтепроводного транспорта. – Алматы: Наука, 1983
- 12 Нечваль М.В., Новоселов В.Ф., Тугунов П.И. Последовательная перекачка нефтей и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам. – М.: Недра, 1976
- 13 Владимирский А.И., Дранговский Ю.М., Зайцев Л.А., Ливанов Ю.В. Автоматизация и телемеханика магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 1976
- 14 Тугунов П.И., Новоселов В.Ф. Типовые расчеты при проектировании эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. – М.: Недра, 1981