

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Анализ и сравнение способов регулирования давления на нефтеперекачивающих станциях» УДК 622.692.4.052-531.8

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Харькив О.А.		24.05.2018

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД ИШПР	Крец В.Г.	к.т.н., доцент		24.05.2018

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Ю.С.			24.05.2018

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			24.05.2018

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ ШБИП	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		24.05.2018

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н., профессор		24.05.2018

Томск – 2018г.

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой

 (Подпись) _____
 (Дата) Рудаченко А.В.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение магистерской диссертации

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Харькив Олегу Андреевичу

Тема работы:

«Анализ и сравнение способов регулирования давления на нефтеперекачивающих станциях»
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	30. 04. 16, № 9586/е
---	----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объектом исследования являются способы регулирования давления на НПС и способы изменения частоты вращения ротора насоса. Работы относятся к магистральным насосным агрегатам на НПС. Данные работы позволят снизить энергозатраты и сэкономить электроэнергию и средства

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> • Провести анализ методов регулирования давления на НПС • Провести анализ и сравнение приводов МНА • Провести анализ методов изменения частоты вращения ротора насоса • Расчитать эффективность замены узлов дросселирования частотно-регулируемыми электроприводами
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Макашева Ю.С.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Немцова О.А.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>реферат</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>10.02.2016</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Харькив Олег Андреевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Харькив Олегу Андреевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ТХНГ
Уровень образования	магистратура	Отделение/профиль	21.04.01. Нефтегазовое дело профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.</i>
---	--

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Налоговый кодекс РФ ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016г. № 55-ФЗ
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности установки частотно-регулируемых электроприводов магистральных насосов на НПС для регулирования режимов перекачки
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Планирование бюджета на проведение мероприятия по внедрению частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет экономической эффективности внедрения преобразователей частоты

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>График определения внутреннеф нормы доходности от внедрения преобразователей частоты</i>
2. <i>График потока денежных средств</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева. Ю.С.			12.05.2018г

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Харькив Олег Андреевич		12.05.2018г

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Б	Харькив Олегу Андреевичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Транспорта и хранения нефти и газа
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. Нефтегазовое дело профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Рабочее место – насосный зал, в котором расположены магистральные насосные агрегаты для осуществления перекачки нефти по магистральному нефтепроводу. Насосный зал располагается на нефтеперекачивающей станции и является основным оборудованием.</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты) 	<p>При работах в насосном цехе существуют следующие вредные производственные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 2. Превышение уровней шума 3. Превышение уровней вибрации; 4. Отклонение показателей микроклимата в насосном зале; 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны. <p>К опасным производственным факторам при работе с насосным оборудованием можно отнести следующее:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Давление нефти в действующих коммуникациях 2. Движущиеся механизмы; подвижные части производственного оборудования; 3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; 4. возможность появления в рабочей зоне открытого огня и термическое воздействие пожара 5. Возможность образования взрывоопасной среды.
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу 	<p>Загрязняющие вещества, такие как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти могут поступать в литосферу и гидросферу в составе сточных вод от</p>

<p>(выбросы);</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>многих объектов НПС, в том числе и магистральной насосной. Причиной этого могут быть ремонтные работы, Так же при данных работах в атмосферу могут попадать пары нефти и ее производных. С целью охраны окружающей среды при ремонтных работах на МН должны соблюдаться все действующие нормы и правила в области охраны окружающей среды, а также СНиП 2.05.06-85*; СНиП III-42-80*; ВСН 014-89;</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>При работе насосного оборудования есть вероятность возникновения ЧС. Так как продуктом перекачки является нефть, которая, в свою очередь относится к ГЖ. Возможность появления чрезвычайной ситуации вызвана так же и тем, что избыточное давление на МН достигает 6,4МПа что может привести к разрушению оборудования, что в свою очередь повлечет за собой ЧС.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Соблюдение всех действующих стандартов, норм и правил в области охраны окружающей среды и организации рабочей зоны</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Харькив О.А.		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Уровень образования магистратура

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы: 05.06.2018 г.

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
09.04.2018	<i>Обзор литературы</i>	10
15.04.2018	<i>Введение</i>	7
17.04.2018	<i>Общая часть</i>	20
26.04.2018	<i>Анализ существующих приводов</i>	15
30.04.2018	<i>Расчетная часть</i>	15
06.05.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
10.05.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
13.05.2018	<i>Заключение</i>	8
14.05.2018	<i>Презентация</i>	5
	<i>Итого:</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Крец В.Г.	к.т.н, доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 111 с., 20 рис., 13 табл., 33 источника.

Ключевые слова: гидромуфта, дросселирование, режимы работы нефтепровода, изменение частоты вращения ротора насоса, частотно-регулируемый привод, насос.

Объектом исследования являются методы регулирования давления на НПС, и способы изменения частоты вращения ротора насоса.

Цель работы – анализ и сравнение способов регулирования давления на нефтеперекачивающих станциях, с целью выявления более эффективных и прогрессивных, позволяющих снизить энергетические затраты в процессе эксплуатации.

В процессе исследования были тщательно изучены все имеющиеся на сегодняшний день способы регулирования давления НПС. Были показаны все преимущества и недостатки тех или иных способов регулирования режимов работы трубопровода и было выявлено, что изменение режимов нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов за счет изменения числа оборотов ротора насоса является наиболее энергоэффективным и экономически выгодным.

Был произведен анализ способов изменения частоты вращения ротора насоса и выяснено, что применение гидромуфты для изменения частоты вращения ротора энергетически неэффективно, так как ее КПД падает пропорционально величине изменения числа оборотов (увеличению скольжения). Доказано, что применение ЧРП эффективней гидромуфты.

Выполнен технологический расчет эксплуатационного участка магистрального трубопровода. Так же был выполнен расчет режимов перекачки. На основании которого был построен продольный профиль трассы и, в целях экономии электроэнергии, принято решение об установке преобразователя частоты на НПС-1. Было решено выбрать преобразователь частоты отечественного производителя ЗАО «Энергокомплект»

Обозначения и сокращения

ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция;

КП – конечный пункт;

ЛПДС – линейная производственно-диспетчерская станция;

ЛЧ – линейная часть;

ЛЭП – линия электропередачи;

МН – магистральный нефтепровод;

МНА – магистральный насосный агрегат;

НБ – нефтебаза;

НДС – напряженно-деформированное состояние;

НМ – насос магистральный;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

НПС – нефтеперекачивающая станция;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

ПТП – противотурбулентная присадка;

ПЧ – преобразователь частоты;

РП – резервуарный парк;

СКЗ – станция катодной защиты;

СОД – средства очистки и диагностики;

ТП – технологический процесс;

ЧРЭП – частотно-регулируемый электропривод;

ЭД – электродвигатель.

Содержание

Обозначения и сокращения	9
ВВЕДЕНИЕ	12
ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	14
1 АНАЛИЗ СПОСОБОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА НПС.....	16
1.1 Цели регулирования.....	16
1.2 Способы регулирования давления на НПС	17
1.2.1 Методы «дискретного» регулирования при постоянной частоте вращения ротора насоса.....	17
1.2.1.1 Изменение числа и схемы включения насосов.....	17
1.2.1.2 Обточка (обрезка рабочих колес по диаметру.....	19
1.2.1.3 Обточка (обрезка рабочих колес по лопаткам.....	21
1.2.1.4 Изменение угла установки лопаток рабочего колеса насоса.....	22
1.2.1.5 Использование сменных рабочих колес.....	22
1.2.2 Методы плавного регулирования при постоянной частоте вращения ротора насоса.....	23
1.2.2.1 Дросселирование потока нефти.....	22
1.2.2.2 Байпасирование потока нефти.....	23
1.2.2.3 Комбинирование насосных агрегатов.....	25
1.2.3 Методы плавного регулирования при переменной частоте вращения ротора насоса.....	27
1.2.3.1 Применение гидравлических муфт.....	28
1.2.3.2 Применение частотно-регулируемых электроприводов.....	31
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	42
3.1 Оценка коммерческого потенциала, внедрения преобразователей частоты	42
3.2 Экономический эффект от замены узлов дросселирования давления на нефтеперекачивающих станциях частотно-регулируемыми электроприводами	43
3.2.1 Методика расчета экономического эффекта.....	43
3.2.2 Методика расчета экономической эффективности.	44
3.2.3 Расчет экономической эффективности проекта.....	48
4..... СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ В АКЦИОНЕРНОМ ОБЩЕСТВЕ «ТРАНСНЕФТЬ – УРАЛ» ПРИ РЕГУЛИРОВАНИИ ДАВЛЕНИЯ НА НПС.....	55
4.1 Производственная безопасность.....	57
4.1.1 Анализ вредных производственных факторов.....	56

4.1.1.1 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.....	56
4.1.1.2 Превышение уровней шума.....	59
4.1.1.3 Превышение уровней вибрации	60
4.1.1.4 Отклонение показателе микроклимата в помещении.....	61
4.1.1.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	61
4.1.2 Анализ опасных производственных факторов	63
4.1.2.1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.....	63
4.1.2.2 Электрический ток.....	63
4.1.2.3 Пожаровзрывобезопасность.....	64
4.2 Экологическая безопасность.....	68
4.2.1 Защита селитебной зоны	68
4.2.2 Анализ воздействия объекта на атмосферу.....	68
4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	72
4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	73
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	76
Список литературы.....	77
Приложение П (справочное)	81

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время сеть магистральных нефтепроводов (МН) в нашей стране стремительно расширяется – реализованы проекты "Балтийская Трубопроводная Система-2" (БТС-2), "Восточная Сибирь-Тихий Океан"(ВСТО), реализуются проекты "Куюмба-Тайшет", "Заполярье-Пурпе-Самотлор" и др.

Рост энергетических затрат в нефтепроводном транспорте пропорционален росту добычи и увеличению объемов перекачки нефти. В свою очередь, трубопроводный транспорт является непростым комплексным потребителем электроэнергии. Основным источником энергозатрат являются электродвигатели насосов. На магистральных нефтепроводах (МН) для привода основных и подпорных насосов применяют синхронные электродвигатели нормального исполнения типа СТД и взрывозащищенные типа СТДП, и асинхронные электродвигатели. Для обеспечения оптимальных режимов эксплуатации нефтепроводов и параметров технологического процесса, и, соответственно, сокращения затрат электроэнергии. требуется применени новых, более энергоэффективных способов регулирования подачи насосов. Актуальность подкрепляется еще и тем, что важными пунктами инновационной политики ПАО Транснефть на период 2017-2021 годы является повышение энергоэффективности и снижение себестоимости затрат на перекачку. Поиск наиболее эффективного способа регулирования и анализ эффективности замены узлов дросселирования гидромуфтами либо преобразователями частоты очень актуальны на сегодняшний день.

Объект исследования. регулирование режимов работы МН

Предмет исследования. способы регулирования давления на НПС, применение гидромуфт и частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Анализ эффективности использования частотно-регулируемого привода для магистральных насосов НПС			
Разраб.		Харькив О. А.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Назаров А.Д					12	97
Консульт.		Крец В.Г.				ТПУ гр. 2Б2А		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						

Цель работы. анализ и сравнение способов регулирования давления на магистральных нефтеперекачивающих станциях, с целью выявления более прогрессивных, позволяющих снизить энергозатраты в процессе эксплуатации.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- 1) проанализировать сложности, возникающие при изменении режима работы МН
- 2) провести анализ и сравнение способов регулирования режимов работы МН
- 3) провести технологический расчет режимов работы МН при различных производительностях

Новизна и практическая значимость работы. Был произведен технологический расчет трубопровода «НПС-1 – НПС-6» и расчет режимов работы данного трубопровода на различных производительностях при постоянной и переменной частоте вращения ротора насоса. Произведен анализ эффективности внедрения Гидравлической муфты на НПС-1. Применение которого помимо снижения энергозатрат поможет увеличить надежность и срок службы насосного оборудования нефтеперекачивающих станций. Так же благодаря установке гидравлической муфты на НПС-1 будет увеличена устойчивость работы нефтеперекачивающих станций.

					<i>Введение</i>	<i>Лист</i>
						13
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Вязунов Е.В. в своей статье «об экономической эффективности замены узлов дросселирования давления на нефтеперекачивающих станциях частотно-регулируемыми приводами» [1] говорит о том, что использование ЧРП не всегда оправдано и, что в некоторых случаях будет эффективней заменить ротор насоса на ротор меньшего диаметра. Так же автор пишет о том, что применение гидромуфт неэффективно, и что при снижении числа оборотов на 50%, КПД гидромуфты падает до 40,6%

В статье Шабанова В. А., «Анализ коэффициента полезного действия магистральных насосов эксплуатируемых нефтепроводов при использовании частотно- регулируемого электропривода в функции регуляторов давления» [2] сделаны выводы о том, что для регулирования давления с помощью ЧРП достаточно использовать только один преобразователь частоты, устанавливаемый на головной станции. Так же там сказано о том, что при использовании ЧРП вместо регуляторов давления КПД насосов повышается и что это повышение тем больше, чем меньше насосов участвуют в перекачке. Автор данной статьи говорит о том, что максимально возможные значения КПД насосов при использовании ЧРП зависят от максимально допустимой глубины регулирования давления при дросселирования. Чем больше допустимая глубина регулирования давления, тем выше может быть достигнут КПД регулируемого насоса при использовании ЧРП, аналогичные выводы сделаны и в первой статье.

В своей книге Р.М. Ахметов [7] приводит данные, что дросселирование напора на нефтепроводе диаметром 1020 мм на 1 кгс/см² приводит к потере мощности около 220 кВт, а в среднем за месяц на дросселирование может быть затрачено около 160000 кВт·ч электроэнергии.

					Анализ эффективности использования частотно-регулируемого привода для магистральных насосов НПС			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Харькив О. А.			Обзор литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Назаров А.Д					14	97
<i>Консульт.</i>		Крец В.Г.				ТПУ гр. 2Б2А		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.						

В книге Колпакова, Л.Г. Центробежные насосы магистральных нефтепроводов [8] приведены данные, что Включение и отключение насосов как метод регулирования недостаточно эффективен.

В книге Энергозбережение и регулируемый привод в насосных и воздухоудувных установках Лезнов Б.З. [10] приводит данные о применении ЧРП насосных установок в водопроводной и канализационной отраслях, в соответствии с которыми экономия энергии в зависимости от условий варьируется в пределах 10,5—27,0%. Авторы в работе [10]

Авторами в работе [11] исследовано применение ЧРП на МН "ТОН-2" и расчетным способом определено, что при регулировании дросселированием потребление электроэнергии всеми МНА составляет 45,13 млн кВт*час. в год, а при частотном регулировании соответственно 38,53 млн кВт*час. 23

нахождения нефтепровода в неустановившемся режиме может достигать при этом до 25% времени его работы.

На номинальном режиме гидромурфты имеют КПД 95-96%. С увеличением скольжения механический коэффициент гидрпередачи падает, при скольжении 0,5 он достигает значения 0,65 [10].

В работе [11] автор отмечает то, что при использование регулируемого привода насосов как исполнительного органа системы автоматического регулирования давления повышается эффективность регулирования, при увеличении пропускной способности нефтепровода за счет уменьшения зазора безопасности между уставкой защиты и уставкой регулятора.

					Обзор литературы	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 АНАЛИЗ СПОСОБОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ДАВЛЕНИЯ НА НПС

1.1 Цели регулирования

Типоразмер роторов магистральных насосных агрегатов определен при проектировании нефтепровода таким образом, чтобы наиболее эффективно и рационально обеспечить заданное проектное значение производительности (для данного этапа развития нефтепровода) при номинальной частоте вращения роторов. Но на практике нефтепровод никогда не работает только на одном режиме, с максимальной (определенной проектом) производительностью. Вследствие различных причин:

- изменения реологических свойств перекачиваемых жидкостей, обусловленные сезонными и местными изменениями температуры, содержанием воды, парафинов, растворенного газа, а также составом смешиваемых нефтей;
- технологические факторы: отключение насосов из-за перебоев в подаче электроэнергии, нестационарные процессы, отсутствие запасов нефти, объем свободных емкостей в резервуарных парках и на конечном пункте, перераспределение потоков нефти и т.д.;
- переменная загрузка нефтепровода, связанная с различной закономерностью работы поставщиков нефти;
- аварийные ситуации и отказы оборудования на линейной части или на НПС, требующие снижения режима перекачки или остановки МН;
- плановые ремонтные работы.

Для всего выше перечисленного требуется работа на режимах с различной производительностью, иногда значительно меньше проектной (так называемые младшие режимы).

					Общая часть	Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1.2 Способы регулирования давления на НПС

1.2.1 Методы «дискретного» регулирования при постоянной частоте вращения ротора насоса

1.2.1.1. Изменение числа и схемы включения насосов

Регулирование работы системы «насос – сеть» можно осуществлять при помощи изменения числа работающих насосов или изменяя схему их соединения, так же можно изменять число работающих нефтеперекачивающих станций на магистральном нефтепроводе. Насосы, установленные в насосном цехе НПС, соединяются последовательно или параллельно. При последовательном соединении каждый насос в группе работает с одинаковой подачей, пропуская весь объем перекачиваемой нефти. При параллельном соединении несколько насосов совместно работают на трубопровод при одинаковом напоре, а каждый насос перекачивает часть всего объема нефти. При последовательном соединении насосов повышается напор насосной, а при параллельной схеме соединения насосов происходит резкое увеличение подачи нефти в трубопровод.

Рассмотрим параллельное и последовательное соединение двух одинаковых центробежных насосов при работе их на трубопровод с различным гидравлическим сопротивлением.

Из рисунка 1.1 видно, что последовательное соединение насосов целесообразно при работе на трубопровод с крутой характеристикой. При такой схеме насосы работают с подачей большей, чем при параллельном соединении ($Q_B > Q_C$), а также с более высоким суммарным напором и КПД. Параллельное соединение насосов применяется преимущественно при работе на трубопровод с пологой характеристикой ($Q_F > Q_E, H_F > H_E, \eta_F > \eta_E$).

					Общая часть	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

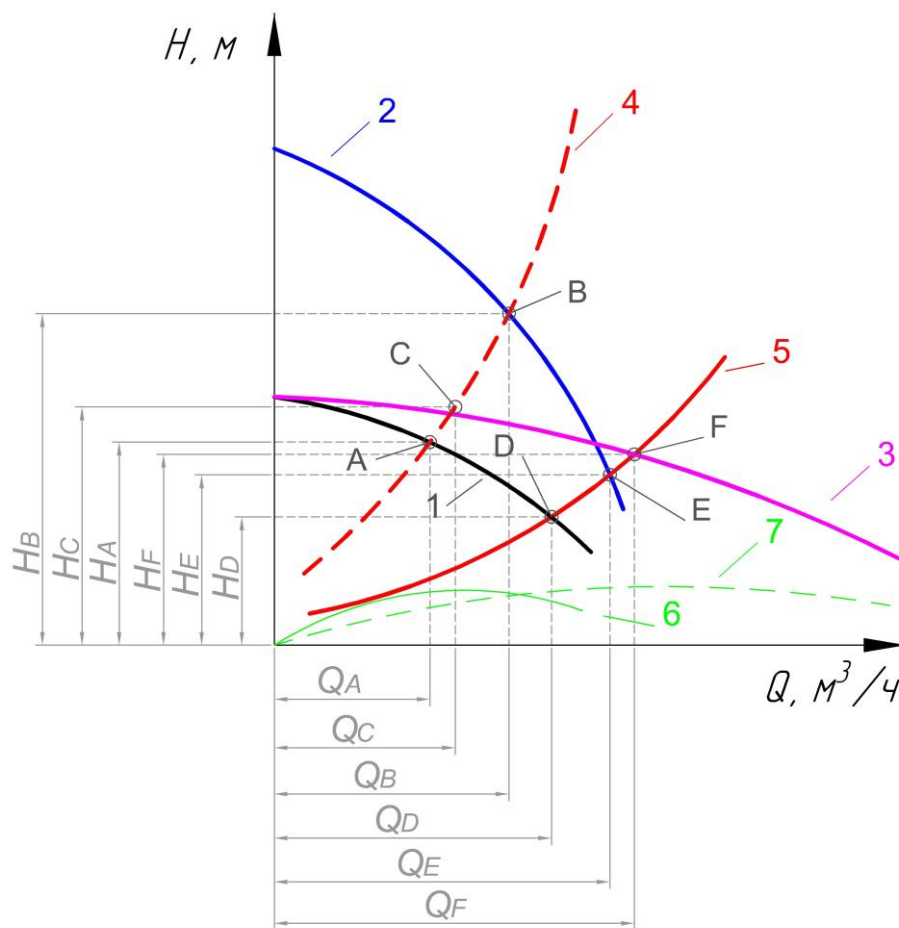


Рисунок 1.1 – Совмещенная характеристика МН и НПС при регулировании изменением числа и схемы включения насосов [10]:

1 – характеристика насоса; 2 – напорная характеристика НПС при последовательном соединении насосов; 3 – напорная характеристика НПС при параллельном соединении насосов; 4, 5 — характеристика трубопровода; 6 – $(\eta - Q)$ характеристика насоса при последовательном соединении; 7 – $(\eta - Q)$ характеристика насоса при параллельном соединении.

На МН, как правило применяют последовательное соединение насосов, так как трубопровод имеет достаточно крутую характеристику.

Таким образом, как правило, под регулированием изменением схемы включения насосов понимается изменение последовательной схемы включения за счёт включения-отключения части МНА. Такая операция дает возможность дискретно изменить суммарный напор, развиваемый станциями на величину, кратную напору, развиваемому отключаемым насосом.

1.2.1.2 Обточка (обрезка) рабочих колёс насосов по диаметру

Широкое распространение получил метод регулирования режима работы нефтепровода обточкой рабочих колес магистральных насосов по наружному диаметру.

В зависимости от коэффициента быстроходности ns (число оборотов колеса, геометрически подобного данному, который при напоре 1 м дает подачу 270 м³/ч) обрезку колес по наружному диаметру рекомендуется выполнять в следующих пределах: при $60 \leq ns \leq 120$ допускается обрезка колес до 20 %, при $120 \leq ns \leq 200$ – до 15 % и при $ns = 200 \div 300$ – до 10 % [12].

Для построения характеристики насоса с обточенными колесами используют следующие формулы:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{D_2'}{D_2}; \frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{D_2'}{D_2}\right)^2; N' \approx \left(\frac{D_2'}{D_2}\right)^3 \quad (1.1)$$

где Q_1, H_1, N_1 и Q_2, H_2, N_2 – подача, напор, мощность насоса при номинальном наружном диаметре колеса насоса D_2 и при уменьшенном диаметре колеса D_2' соответственно (рис. 1.2).

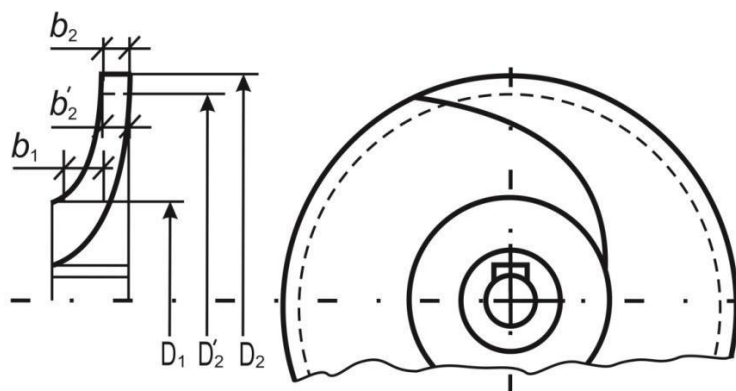


Рисунок 1.2 – Обрезка рабочего колеса центробежного насоса [10]

Здесь D – диаметр входа на лопатку (выхода с лопатки); b – ширина проточной части колеса, индекс «1» соответствует точке входа на лопатку колеса, индекс «2» – точке выхода с лопатки.

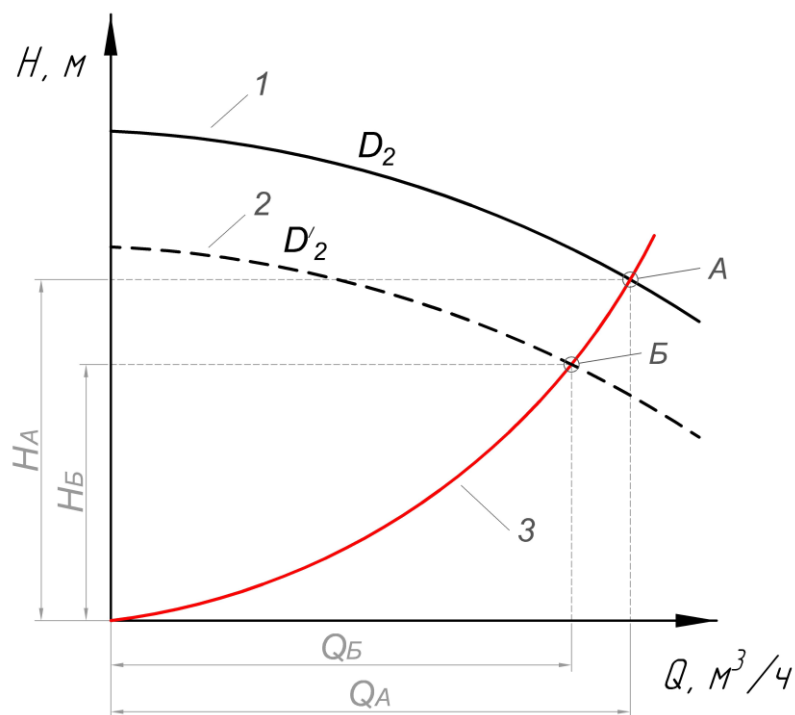


Рисунок 1.3 – Совмещенная характеристика нефтепровода – 3 и насоса – 1,2 при регулировании режима работы рабочего колеса

На рисунке 1.3 приведена совмещенная характеристика трубопровода и насосного агрегата. Кривая 1 – характеристика насоса, 2 – характеристика насоса с обточенным колесом. Пересечение Q-Н характеристик насоса с обточенным колесом с кривой характеристики трубопровода определяет режимы работы «Б» с соответствующими значением подачи « Q_B » и и напором « H_B ».

Диаметр обточенного колеса D_2 определяется по формуле:

$$D'_2 = D_2 \cdot \sqrt{\frac{H_b + b \cdot Q_B^{2-m}}{a}} \quad (1.2)$$

где a , b – постоянные коэффициенты, определяемые по паспортной характеристике насоса; m – коэффициент, зависящий от режима течения жидкости.

При пересчете характеристик насоса с одного диаметра колеса на другой можно принимать, что КПД уменьшается на 1% на каждые 10% уменьшения диаметра рабочего колеса насосов, коэффициент

быстроходности которых $n_s = 60 \div 120$, и на 1% на каждые 4% обточки для насосов с $n_s = 200 \div 300$ [13].

Главный недостаток обточки рабочего колеса – необратимость сделанных изменений, поэтому данный способ используется в случаях, когда режим перекачки устанавливается на длительное время [5]. Также важно отметить, что данный метод позволяет только уменьшать подачу насоса.

Еще одним значимым недостатком метода является снижение КПД насоса (относительно номинального) ввиду нарушения нормальной гидродинамики потока внутри насоса.

1.2.1.3. Обточка (обрезка) рабочих колёс насосов по лопаткам

Еще один метод регулирования режимов работы МН основан на обрезке (обточке) рабочего колеса насоса – только по лопаткам. Суть метода заключается в стачивании по длине выходной кромки рабочего колеса и тем самым происходит увеличение выходной площади каналов рабочего колеса по периферии (рис. 1.4). Проведенные эксперименты показали, что увеличение площади выхода на 11,7 % позволило при наивысшем значении КПД увеличить подачу на 16,7 % при сохранении неизменными мощности и напора.

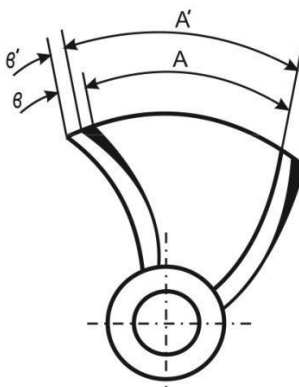


Рисунок 1.4 – Схема подрезки рабочего колеса по лопаткам [10]

Недостатком данного метода регулирования является невозможность вернуть в первоначальное состояние лопатки рабочего колеса, поэтому его эффективно применять при установившемся на длительное время режиме перекачки.

1.2.1.4. Изменение угла установки лопаток рабочего колеса насоса

Изменением угла установки лопатки можно достигнуть уменьшения подачи и напора почти без изменения КПД. Например, при изменении угла наклона лопатки или угла на входе на $8-10^\circ$ подача изменяется в пределах 20-30% [12].

Такой способ изменения характеристик насосов, как правило, используют при конструировании сменных колес насосов.

Также известен способ изменения характеристик насосов с применением поворотных направляющих лопаток. Стоит упомянуть, что конструктивно выполнить поворотные рабочие лопатки сложно, и надежность насоса снижается. В некоторых конструкциях насосов изменение характеристики рабочего колеса достигается перестановкой лопаток колеса в радиальном направлении.

1.2.1.5. Использование сменных рабочих колес насосов

Современные МНА, как правило, укомплектованы сменными роторами на подачу $0,5 \cdot Q_H$, $0,7 \cdot Q_H$ и $1,25 \cdot Q_H$, имеющие различные характеристики (рис. 1.5).

Данный метод является модификацией метода обточки рабочих колес по диаметру

По данным авторов [3] КПД сменных колес ниже номинального для нормального ротора на 3 – 10 %, а с учетом отклонения от оптимального режима работы разница в КПД еще увеличивается. Это вызвано наличием дополнительных гидравлических потерь, возникающих вследствие несоответствия выходной части корпуса и сменного колеса.

					Общая часть	Лист
						22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

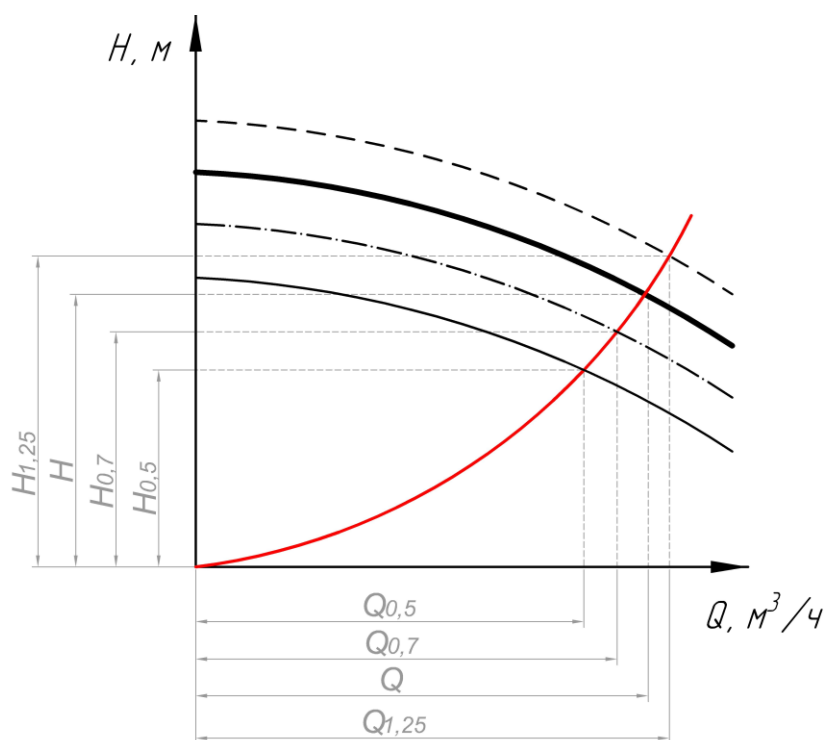


Рисунок 1.5 – Изменение параметров МН при использовании роторов с различной подачей[10]

Использование сменных роторов наиболее эффективно на начальной стадии эксплуатации МН, когда построены еще не все НПС и трубопровод не выведен на проектную мощность (нефтепровод поэтапно вводится в эксплуатацию). Эффект от установки сменных роторов также можно получить и при длительном снижении объемов перекачки. На сегодняшний день нередко бывает, когда на одной НПС установлены МНА одного типа, но с различными диаметрами роторов, это позволяет более тонко регулирования производительности нефтепровода при различных сочетаниях их включения.

1.2.2 Методы плавного регулирования при постоянной частоте вращения ротора насоса

1.2.2.1 Дросселирование потока нефти

Наиболее распространенным способом плавного регулирования является дросселирование. Этот способ сводится к прикрытию регулирующего органа (регулятора давления, задвижки, заслонки) и, как следствие, к увеличению гидравлического сопротивления и уменьшению

подачи нефти в трубопровод. Поскольку каждой степени закрытия регулирующего органа соответствует определенная потеря напора, можно получить любой режим работы насоса вплоть до нулевой подачи.

Достоинством этого метода является то, что он является наиболее простым и не требующим установки какого-либо дополнительного дорогостоящего оборудования. Но он – наиболее энергозатратный, так как снижается КПД насосного агрегата и происходит увеличение удельного расхода энергии (см. рис.1.6).

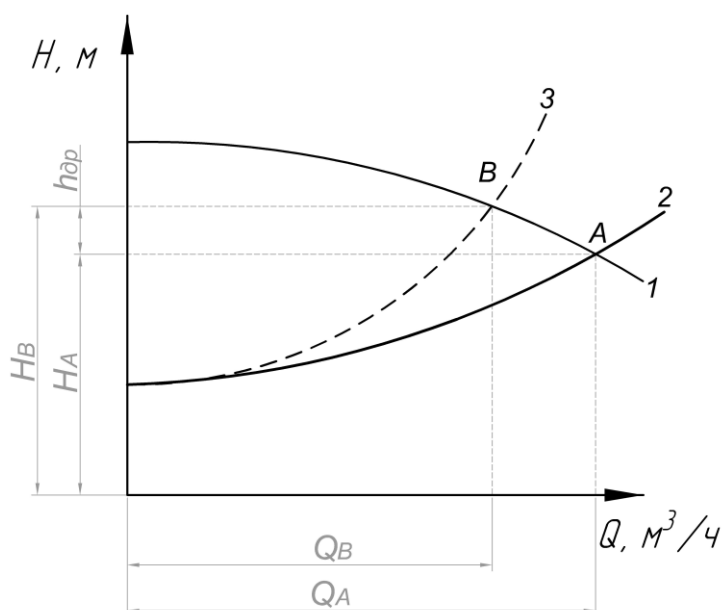


Рис. 1.6 – положение рабочих точек при регулировании дросселированием

1 – характеристика НПС, 1– номинальная характеристики трубопровода, 2 – характеристика трубопровода при дросселировании.

КПД данного метода определяется по следующей формуле:

$$\eta_{др} = \frac{H_A}{H_B} = \frac{H_A}{H_A + h_{др}} = \frac{1}{1 - \frac{h_{др}}{H_A}} \quad (1.5)$$

где $h_{др}$ - дросселируемый напор.

При отсутствии процесса дросселирования энергетические потери определяются перепадом давления на исполнительном механизме в полностью открытом состоянии и составляют 0,2 - 0,4% [14].

Согласно [10] метод дросселирования уместно применять для насосов,

имеющих пологую напорную характеристику, причём потери энергии на дросселирование не должны превышать 2% энергозатрат на перекачку.

При дросселировании обычно применяют схему с установкой регулирующего органа на выходе насосной. Эта схема проста и удобна в эксплуатации. Существенной особенностью этой схемы является необходимость превышения прочности коллектора на нагнетании насосов по отношению к прочности трубопровода. При дросселировании давление до регулирующего органа всегда выше давления после него, поэтому трубопровод до узла регулирования должен быть рассчитан на большее давление. Значение превышения принимается из экономических соображений. Если дросселирование требуется большее, чем допускает прочность коллектора, приходится отключать насосный агрегат и снижать подачу насосной.

1.2.2.2 Байпасирование потока нефти (перепуск)

Этот метод заключается в перепуске части потока нефти из напорной линии насоса по обводному трубопроводу в приемную линию. Метод байпасирования применяется как правило на ГНПС. При открытии задвижки на обводной линии (байпасе) происходит соединение напорного трубопровода со всасывающим, что приводит к уменьшению сопротивления после насоса и рабочая точка перемещается из положения *A* в *B* (рис. 1.7). Изменяется расход перепускаемой жидкости и, следовательно, расход в магистрали, а энергия жидкости, проходящей по трубопроводу, теряется. Однако часть нефти, проходящей через насос, $Q_B = Q_B - Q_C$ не поступает в трубопровод, а идет через байпас во всасывающий трубопровод (объем нефти, постоянно циркулирующий по обводной линии), при этом в магистраль поступает расход Q_B .

КПД байпасирования составляет:

$$\eta_B = \frac{Q_B}{Q_C} = \frac{Q_B}{Q_B + Q_B} \quad (1.6)$$

					Общая часть	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

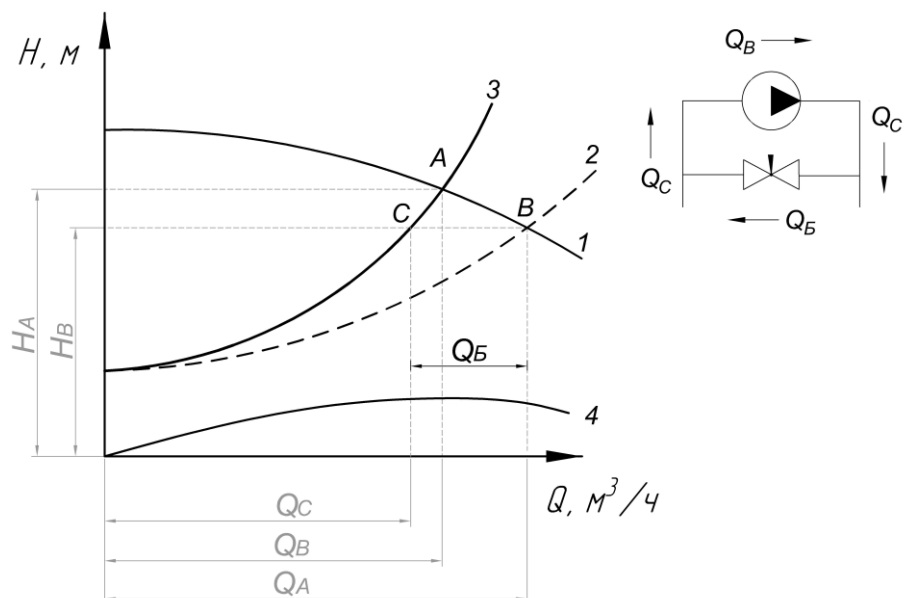


Рис. 1.7 – положение рабочих точек при регулировании байпасированием

Метод регулирования байпасированием согласно [10] рекомендуется использовать в случае крутых характеристик насосов. В таком случае такой метод будет наиболее экономичен чем дросселирование.

Если характеристика $Q-H$ магистрального насоса близка к горизонтальной, то для небольшого снижения давления нагнетания требуется большой перепуск (большой расход), при котором потребляемая насосом мощность сильно возрастает. При перепуске регулятор все время работает при большом перепаде. В то же время при отсутствии необходимости в регулировании энергетические потери, связанные с протечками через регулирующий орган в полностью закрытом положении, могут составлять 0,1- 0,2%.

1.2.2.3 Комбинирование насосных агрегатов

Если нефтепровод длительные периоды времени работает с неизменяющейся пропускной способностью, для регулирования могут быть использованы насосы с различной обрезкой колес. Этот метод позволяет полностью устранить потери энергии при регулировании. Однако насосы с различными характеристиками неудобны в эксплуатации, поскольку из-за

отказов отдельных насосов не всегда можно получить рациональную комбинацию включенных насосов. Например, при остановке на ремонт насоса с наибольшим напором нельзя обеспечить максимальную пропускную способность нефтепровода. Кроме того, поскольку регулирование осуществляется заменой одного действующего насоса другим, необходимы частые включения и отключения насосов, что ведет к увеличению их износа, снижению надежности. Разновидностью этого метода является использование насосных агрегатов различной мощности, обеспечивающих различные их комбинации с целью минимизации дросселирования. Метод регулирования с помощью насосов с различными характеристиками чаще всего используется как вспомогательный в сочетании с дросселированием.

Этот метод используют при плановом или аварийном изменении пропускной способности нефтепровода, связанном с отключением отдельных насосов или насосной. В этом случае при выборе комбинаций насосов, которые должны работать, чтобы обеспечить новую пропускную способность трубопровода, целесообразно учитывать действительные (реальные) напорные характеристики каждого из насосов. Действительные характеристики могут отличаться от номинальных как за счет допусков при изготовлении на заводе (от -3 до +5%), так и за счет выполненной ранее обрезки колес. Такой выбор насосов позволяет уменьшить дросселирование и сократить потери электроэнергии.

1.2.3 Методы плавного регулирования при переменной частоте вращения ротора насоса

Для нефтепроводов, особенно больших диаметров, снижение расхода электроэнергии на перекачку, обеспечиваемое оптимальным регулированием в насосной, имеет немаловажное значение. Методы регулирования, основанные на дросселировании напора и отключении насосных агрегатов, весьма неэкономичны, в связи с чем все чаще применяют регулирование, основанное на изменении частоты вращения ротора насоса.

					Общая часть	Лист
						27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Изменение частоты вращения ротора насоса является прогрессивным и экономичным методом регулирования. Применение плавного регулирования частоты вращения роторов насосов на НПС МН позволяет облегчить синхронизацию работы НПС, дает возможность полностью исключить обточку рабочих колес, применение сменных роторов, а также избежать гидравлических ударов в нефтепроводе. Кроме всего этого сокращается время запуска и остановки МНА, поскольку на насосных станциях в ряде случаев устанавливается меньшее число агрегатов.

На некоторых трубопроводах устанавливают меньшее число насосов в каждой из насосных, при этом хотя бы один насос - с регулируемой скоростью вращения. При регулировании подачи насосной изменением частоты вращения ротора насоса ускоряется сам процесс регулирования (по сравнению с дросселированием). Так как напор, развиваемый насосом, является функцией квадрата частоты вращения, то изменение частоты вращения приводит к быстрому изменению давления. Это особенно эффективно в сравнении с регулированием дросселированием, которое начинается при полностью открытом клапане. Однако прежде чем оно начнет оказывать заметное воздействие на поток, клапан должен закрыться более чем на 50%. Эффективность применения на НПС плавного регулирования частоты вращения рабочего колеса насоса тем больше, чем чаще и в более широких пределах происходят изменения режимов работы насосных.

В работе [11] отмечается, что использование регулируемого привода насосов как исполнительного органа системы автоматического регулирования давления позволяет повысить эффективность регулирования, увеличив пропускную способность нефтепровода за счет уменьшения зазора безопасности между уставкой защиты и уставкой регулятора.

Характеристики насосов $H-Q$, $\eta-Q$, $\Delta h_{\text{доп}}-Q$, снятые на воде, при номинальной частоты вращения ротора, даются заводом-изготовителем и приводятся в паспорте насоса. В связи с применением регулирования

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

частоты вращения ротора насоса необходимо знать его новые параметры, т.е. пересчитывать характеристики насоса на различные частоты вращения, отличные от номинальных. Для этого пользуются теорией подобия:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{n_1}{n_2}; \frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^2; \frac{N_1}{N_2} = \left(\frac{n_1}{n_2}\right)^3, \quad (1.7)$$

Где Q_1, H_1, N_1 , расход, напор и мощность при номинальной частоте вращения n_1 соответственно; Q_2, H_2, N_2 , расход, напор и мощность при измененной частоте вращения n_2 соответственно

На рисунке 1.8 показана характеристики системы насос – сеть при номинальной частоте вращения ротора насоса (2) и измененной (3). Значения характеристики (3) получают, используя формулу 1.7. Данная характеристика пересекает характеристику трубопровода (1) в новой рабочей точке В, которая определяет новый режим.

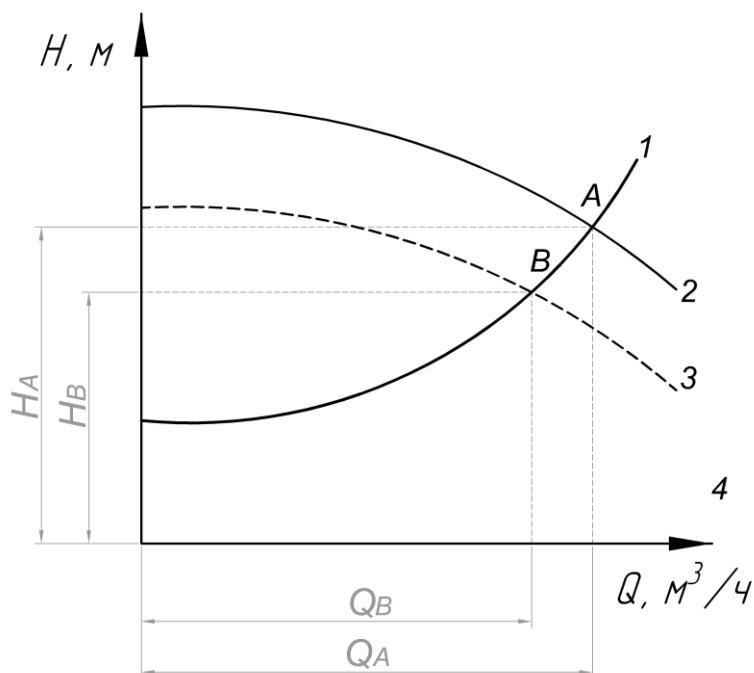


Рис.1.8 – положение рабочих точек при регулировании изменением частоты вращения ротора насоса

1.2.3.1 Применение гидравлических муфт для изменения числа оборотов ротора насоса

На сегодняшний день одним из методов регулирования частоты

вращения ротора насоса является установка между приводом и насосом муфты с переменным передаточным отношением.

В качестве регулируемого привода могут быть использованы синхронные и асинхронные электродвигатели с постоянной частотой вращения ротора, скомпонованные с муфтой скольжения, которая регулирует частоту вращения ротора насоса. В таких схемах применяются муфты различных конструкций – гидравлические, токовихревые, дисковые с регулируемым коэффициентом проскальзывания и др. Наиболее часто в регулируемых приводах применяют электромагнитные и гидравлические муфты.

Для установившегося режима работы электромагнитной или гидравлической муфты крутящий момент на ведомом валу равен крутящему моменту на ведущем валу. Таким образом, с помощью муфты крутящий момент практически передается без изменения. Для всякой передачи имеется соотношение:

$$N_1 = N \cdot \eta \quad (1.8)$$

где N_1 – мощность на ведомом валу;

N – мощность на ведущем валу;

η – КПД передачи.

КПД гидромуфты определяется как произведение гидравлического КПД $\eta_{\text{гид}}$ на механический $\eta_{\text{мех}}$. В свою очередь гидравлический определяется по известной формуле:

$$\eta = \frac{n_2}{n_1} \cdot 100; \quad (1.9)$$

Где n_1 и n_2 число оборотов ведущей и ведомой полумуфт соответственно.

Механический КПД определяется по результатам испытаний муфт при различных подачах и частотах вращения ротора насоса. Когда муфта полностью заполнена маслом КПД передачи Максимальный и составляет

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

98,5%, то есть на номинальном режиме потери гидромuffты достигают 1,55 – 2%

Таким образом, К.П.Д гидромuffты падает прямо пропорционально относительной скорости насоса. Например, при скорости насоса 50% от номинальной, К.П.Д. гидромuffты снижается более чем на 50%. В частности, в работе [1] говорится от том, что при снижении частоты вращения насоса до 50% общий КПД гидромuffты уменьшается до 40,6% при этом механический КПД составляет 81,2%, гидравлический – 50%. Учитывая значительные потери мощности при регулировании гидромuffтой в полном диапазоне частот, с точки зрения энергосбережения регулировать давление с помощью гидромuffты неэффективно. Согласно [7] применение гидромuffты эффективно с точки зрения затрачиваемой мощности по сравнению с дросселированием, когда:

$$\frac{H_1}{H_2} \cdot \frac{\eta_2}{\eta_1} - \frac{1}{\eta_g} > 0, \quad (1.5)$$

где H_1, H_2, η_1, η_2 – напор и КПД насоса соответственно на номинальной частоте вращения и при её уменьшении; η_g – КПД гидромuffты.

Для частотно-регулируемых электроприводов в номинальном режиме К.П.Д. составляет не ниже 96% и в рабочем диапазоне практически не снижается. Несмотря на их высокую стоимость в сравнении с другими способами частотного регулирования, использование приводов насосных агрегатов на базе преобразователей частоты (ПЧ) целесообразно там, где необходимо плавное регулирование в широком диапазоне при постоянно меняющихся уровнях нагрузки. КПД преобразователя частоты мало зависит от частоты вращения вала электродвигателя и для различных от моделей приводов, составляет 94-98% (рисунок 3). Так же в работе [2] авторы выявил

Применение гидравлических передач и электромагнитных муфт для регулирования работы насосных магистральных нефтепроводов дает положительные результаты, если регулирование ведется в небольших

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

пределах. С увеличением пределов регулирования КПД насосной установки снижается.

Считают, что применение гидромуфты дает значительную экономию электроэнергии по сравнению с регулированием при помощи дросселирования. Гидромуфта легко поддается автоматизации и может устанавливаться на станциях без обслуживающего персонала. Применяя гидромуфту, в насосной можно устанавливать только один рабочий насос и менять давление и расход в широких пределах. Однако из-за утечек масла через сальники, уплотнительные устройства и т.п. происходит самопроизвольное изменение передаточного числа гидромуфты. Кроме того, мощные гидромуфты и повышающие редукторы, применяемые для высокооборотных насосов, имеют размеры, соизмеримые с электродвигателем или насосом, что значительно увеличивает габаритные размеры агрегата, усложняет конструкцию, снижает эксплуатационную надежность агрегата за счет увеличения числа звеньев в цепи привода.

1.2.3.2 Применение частотно-регулируемых электроприводов для частоты вращения ротора насоса

При частотном регулировании ЭД получает питание от сети через преобразователь частоты (ПЧ). Частотный преобразователь повышает управляемость магистрального насоса по параметрам технологического режима, позволяет минимизировать установленные на НПС мощности. Частотный преобразователь обеспечивает плавное регулирование частоты вращения в диапазоне 1500-3000 об/мин.

Для частотно-регулируемых электроприводов в номинальном режиме К.П.Д. составляет не ниже 96% и в рабочем диапазоне практически не снижается. Несмотря на их высокую стоимость в сравнении с другими способами частотного регулирования, использование приводов насосных агрегатов на базе преобразователей частоты (ПЧ) целесообразно там, где

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

необходимо плавное регулирование в широком диапазоне при постоянно меняющихся уровнях нагрузки. КПД преобразователя частоты мало зависит от частоты вращения вала электродвигателя и для различных от моделей приводов, составляет 94-98% (рисунок 3). Так же в работе [2] авторы выявил то, что при использовании ЧРП вместо регуляторов давления КПД насосов повышается. Это повышение тем больше, чем меньше насосов участвуют в перекачке. Наибольшее значение КПД регулируемые насосы имеют в режимах, когда в перекачке участвует один магистральный насос. В этих режимах КПД может повышаться на 18%. А когда в перекачке участвуют 2 насоса КПД повышается на 4 – 6%, а в режимах когда 3 насоса – на 1-2%. В других режимах (4 насоса и более) использование ЧРП практически не повышает КПД насосов. В таких режимах использование ЧРП не целесообразно. Установка ЧРП в этих случаях может привести к повышению расхода электроэнергии за счет потерь мощности в преобразователях частоты.

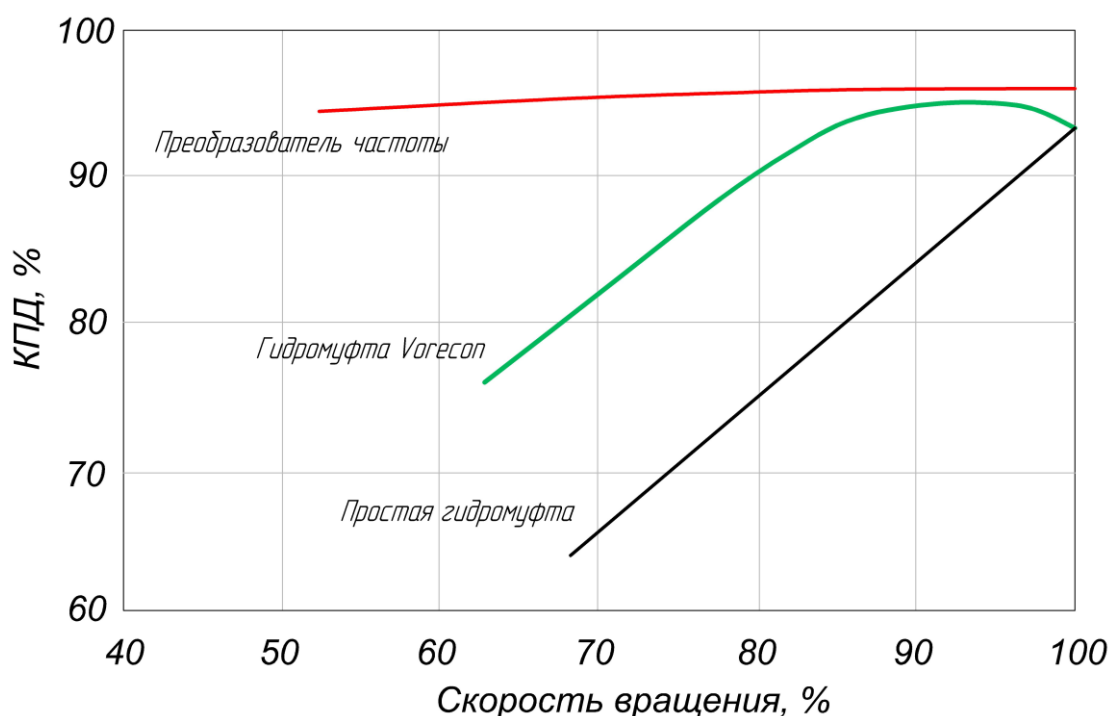


Рис.1.9 – КПД преобразователя частоты, традиционной гидромуфты и гидромуфт Vorecon (Voith) при различных частотах вращения.

Частотно-регулируемый электропривод обеспечивает плавный пуск двигателя центробежного насоса с током, не превышающий номинального. Для гидромурфта ток при прямом пуске в 5 – 7 раз больше номинального, даже когда двигатель пускается без нагрузки. При прямом пуске без использования частотно-регулируемого электропривода создаются ударные воздействия на лобовые части обмоток статора и питающую сеть, вызывающие сокращение срока службы электрооборудования и увеличивающие расходы на ремонт.

ЧРП обеспечивает высокую точность управления основными технологическими параметрами насоса – подачей и напором (давлением) по сравнению с другими средствами регулирования. Механические средства имеют изначально люфт. Например, для задвижек, из-за наличия трущихся компонентов он составляет примерно 2%. Эти люфты в процессе эксплуатации возрастают из-за износа механических частей, засорения и т.д.

ЧРП обеспечивают цифровую коммуникацию и хорошую совместимость с АСУ ТП верхнего уровня (SCADA). Это позволяет не только обеспечить более точные сигналы для привода, но и проводить мониторинг таких данных двигателя в режиме реального времени, как скорость, мощность, ток, напряжение, температура, неисправности и т.д., отображать их на дисплее оператора, быть составной частью интегральной автоматизированной системы предприятия.

При работе с гидромурфтой двигатель всегда вращается с полной скоростью и выделяет тепло в соответствии с текущим значением к.п.д. – при работе в составе ЧРП двигатель вращается с переменной скоростью, при этом уровень напряжения и частоты меньше, чем у источника питания. В результате меньшее выделение тепла из-за меньших потерь энергии в двигателе. Увеличивается срок службы подшипников двигателя пропорционально седьмой степени снижения частоты. Поэтому в результате обеспечивается больший срок службы двигателя.

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

Для ЧРП возможен уход от критических частот. Чего в свою очередь гидромуфта обеспечить не может

В случае неисправности или нерабочего состояния гидромуфты, нагрузка не может быть быстро подключена напрямую к двигателю и технологический процесс должен быть остановлен. В случае неисправности или нерабочего состояния ЧРП двигатель может быть подключен напрямую от сети при помощи байпаса и технологический процесс не останавливается.

В ЧРП имеется встроенная защита двигателя с функцией защиты от тепловой перегрузки, перегрузки по току и т.д. Не требуется отдельная релейная защита. Для гидромуфт требуется отдельная от устройств релейной защиты.

Электродвигатель гидромуфты не вносит гармонических искажений питающую сеть. частотно-регулируемый электропривод вносит гармонические искажения в питательную сеть. Однако, для современных частотно-регулируемых электроприводов уровни этих искажений являются минимальными и соответствуют нормам электромагнитной совместимости.

Так же к недостаткам ЧРП можно отнести то, что ЧРП требует площадь для размещения в 4-6 раз больше, чем гидромуфта.

Частотное регулирование применяется на объектах трубопроводного транспорта нефти в составе привода магистральных насосных агрегатов (МНА). Помимо описанного ранее увеличения экономичности за счет исключения потерь, связанных с дросселированием и увеличения энергоэффективности насосной системы в целом, оно дает еще ряд важных преимуществ, таких как:

1. Возможность осуществления регулирования как минимальных, так и максимальных значений рабочего давления на входе магистрального насосного агрегата (МНА), поэтому для раскладки труб при работе на следующую НПС, это дает возможность использовать трубы с меньшей

толщиной стенки, рассчитанные на меньшее давление. Таким образом, снижается общая металлоемкость строительства нефтепровода.

2. Регулирование частоты позволяет уменьшить количество сменных роторов насоса, необходимых для изменения его режима работы. Уже имеющиеся в наличии роторы могут использоваться в более широком диапазоне подач, в том числе при частотах вращения выше номинальной.

3. Плавный пуск предотвращает превышение величины номинального тока двигателя, что ведет к снижению нагрузки на пускорегулирующую аппаратуру и электрическую сеть, соответственно при использовании ЧРП не требуется установка дополнительного устройства плавного пуска двигателя.

4. Наличие ЧРП позволяет отказаться от двух видов защит магистрального насоса:

- предупредительной защиты по коллекторному давлению;
- аварийной защиты по коллекторному давлению.

Это повышает устойчивость работы нефтепровода.

При традиционной системе, с регулятором давления и постоянной частотой вращения насоса, давление в коллекторе НПС (до узла регулирования) должно быть на 1,0 - 1,5 МПа выше рабочего давления в магистральном нефтепроводе. Использование частотного регулирования позволяет иметь давление на выходе агрегата, равным давлению выхода из НПС. Тем самым сокращается количество оборудования НПС, уменьшается число насосных станций.

Предельное давление корпуса магистрального насоса, которое традиционно определяется величиной давления на закрытую задвижку, может быть уменьшено до величины рабочего давления, поскольку с применением резервирования всегда можно его снизить при малых подачах. При этом значительно снижается металлоемкость насосов и другого оборудования НПС.

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

5. ЧРП можно использовать для перераспределения потоков нефти, когда необходимо сбрасывать часть нефти на другие направления, при этом сброс может быть как постоянным, так и переменным. Традиционно, для этой задачи используются емкости объемом 0,3 – 0,5 суточной подачи с подпорными насосами, а регулирование расхода по различным направлениям осуществляется либо дросселированием, либо ступенчатым регулированием путем включения/выключения необходимого числа насосов. Применение частотного регулирования – более экономично и позволяет отказаться от емкости, либо использовать емкости значительно меньшего объема.

6. Очевидны преимущества применения ЧРП для поддержания режимов перекачки, связанных с резким изменением реологических свойств перекачиваемой среды (плотности, вязкости). Например, если один из участков нефтепровода начал перекачивать нефть с большей плотностью или вязкостью, и для этого требуется увеличить давление – это легко сделать изменяя частоту вращения насосного агрегата.

В настоящее время, при строительстве новых нефтепроводов планируется использование частотного регулирования также и на подпорных насосных агрегатах, в этом случае удастся получить следующие преимущества:

1. Регулирование подачи разных сортов нефти при их смешивании с целью получения заданной плотности или вязкости.
2. Возможность работы без МНА в режиме регулирования для начальных этапов развития нефтепровода.
3. Возможность работы МНА в условиях малых требуемых давлений на выходе НПС, с учетом необходимости перераспределения напора между подпорным и магистральным агрегатами.
4. Возможность использования этих же насосов для внутрипарковой перекачки нефти.

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

Таким образом, использование ЧРП значительно расширяет возможности магистральных и подпорных насосных агрегатов, позволяет на их основе реализовывать новые, более удобные технологические схемы. А подключение ЧРП и управление им через систему верхнего уровня, позволяет повысить уровень автоматизации НПС в целом.

Выше были отмечены преимущества использования ПЧ по сравнению с другими способами частотного регулирования. Однако при установке ПЧ необходимо учитывать следующие важные аспекты его работы [3]:

Высокая скорость коммутации при формировании выходного ШИМ (широко импульсной модуляции) - сигнала и, как результат, высокая скорость нарастания фронта импульса создает электромагнитные помехи, которые при неправильном выборе типов кабелей и неверной организации заземления могут привести к сбоям в работе соседнего электронного оборудования. Данную проблему решают применяя экранированные выходные кабели, а также фильтры, ограничивающие скорость нарастания напряжения (фильтры dU/dt), или синусоидальные фильтры на выходе преобразователя частоты.

Также, из-за высокой скорости изменения напряжения, может происходить ускоренный износ изоляции обмоток двигателя. В первую очередь это относится к устаревшим модификациям двигателей с обмотками, не рассчитанными на работу с преобразователями частоты. Эту проблему также можно устранить с помощью синусоидального фильтра.

Влияние собственной емкости соединительного кабеля на ШИМ-сигнал, при большой его длине, приводит к появлению пиковых перенапряжений на клеммах электродвигателя. Величина перенапряжения зависит от длины кабеля, так как собственная емкость кабеля повышается с увеличением его длины.

Под влиянием синфазных помех и гармоник в сигнале ПЧ, на валах мощных электродвигателей могут индуцироваться напряжения, которые

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

приводят к появлению циркулирующих подшипниковых токов. Несмотря на относительно малые величины этих напряжений, при значениях свыше 500 мВ, они могут вызвать преждевременное повреждение и последующее разрушение подшипников двигателя и приводного механизма.

Выпрямитель, входящий в состав преобразователя частоты, является источником гармонических искажений (гармоник) в питающей сети, которые негативно влияют на работу других потребителей этой сети.

Стоит упомянуть, что важным аспектом оценки эффективности внедрения частотно-регулируемых электроприводов является анализ стоимости жизненного цикла (Life Cycle Cost) насосного оборудования.

В общем случае, стоимость жизненного цикла насосных агрегатов определяется по формуле:

$$LCC = C_{ic} + C_{in} + C_e + C_o + C_m + C_s + C_{env} + C_d \quad (1.6)$$

где:

- C_{ic} — Стоимость начальных инвестиций (Initial Investment Cost);
- C_{in} — Стоимость монтажных и пусконаладочных работ (Installation and Commissioning (Start-up) Cost);
- C_e – Стоимость электроэнергии (Energy Cost);
- C_o – Операционные расходы (Operation Cost);
- C_m – Расходы по обслуживанию и ремонту (Maintenance and Repair Cost);
- C_s – Стоимость простоя и потери продукции (Downtime and Loss of Production Cost);
- C_{env} – Расходы за загрязнение окружающей среды, включая на обращение с использованными частями и загрязнение от перекачиваемой жидкости (Environmental Cost, Including Disposal of Parts and Contamination from Pumped Liquid);
- C_d — Расходы на вывод из эксплуатации/обращение с выведенным из эксплуатации оборудованием, включая восстановление

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

местной окружающей среды (Decommissioning/Disposal Cost, Including Restoration of the Local Environment).

Эффективный срок службы насосного оборудования обычно составляет 30-40 лет. Как показывает опыт в общей стоимости жизненного цикла насосных агрегатов средней и большой мощности наибольшую долю занимают стоимость электроэнергии (35- 45%) и расходы по обслуживанию и ремонту (25- 35%). Стоимость начальных инвестиций составляет около 5 – 10%, остальное приходится на другие виды расходов.

Внедрение ЧРП вызывает увеличение стоимости начальных инвестиций C_{ic} и монтажных и пуско-наладочных работ C_{in} , по сравнению с другими средствами. Однако это многократно перекрывается снижением других расходов, как было рассмотрено выше:

- Стоимость электроэнергии C_e на 25 – 60%.
- Операционные расходы C_o . Благодаря автоматизации технологических процессов и сопряжению со SCADA операционные расходы снижаются.
- Расходы по обслуживанию и ремонту C_m . Благодаря плавному безударному пуску с номинальными токами и длительной работе с частотой вращения, менее номинальной эти расходы значительно снижаются.
- Стоимость простоя и потери продукции C_s . Благодаря повышению надежности работы оборудования стоимость снижается, в том числе за счет байпасирования.
- Расходы из-за загрязнения окружающей среды C_{env} . Благодаря отсутствию масла по сравнению с гидромуфтами расходы снижаются. — Вывод из эксплуатации C_d . Оборудование содержит ценные черные и цветные металлы, которые при утилизации можно реализовать с дополнительной прибылью, и не содержит вредных для окружающей среды веществ, например масел, как это имело бы в случае с гидромуфтами.

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

В целом внедрение ЧРП обеспечивает значительное снижение стоимости жизненного цикла насосного оборудования и существенно решает проблемы энерго- и ресурсосбережения.

Таким образом, не смотря на некоторые недостатки ЧРП являются более эффективным и современным средством для управления насосными агрегатами.

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

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

3.1 Оценка коммерческого потенциала, внедрения преобразователей частоты

Основной задачей программы стратегического развития ОАО «АК «Транснефть» до 2020 года является повышение энергоэффективности путем реализации мероприятий по экономии энергетических ресурсов и снижения удельного потребления электроэнергии на перекачку нефти до 11,32 кВт·ч/тыс. т·км.

Затраты электроэнергии на транспортировку нефти очень велики и составляют порядка 35 % от общих затрат. Основными потребителями электроэнергии являются двигатели насосных агрегатов

Не трудно заметить, что сегодня одной из актуальных тем большинства исследований является анализ эффективности применения существующих технологий, или разработка и внедрение новых, наиболее современных энергосберегающих технологий. Это вызвано в первую очередь тенденцией постоянного роста потребления энергетических ресурсов, и постоянным ростом цен на эти энергетические. Огромные расходы на энергетические ресурсы неукоснительно повышают себестоимость продукции. Во избежание этого, проводят модернизацию производственных процессов и внедряют новые энергосберегающие технологии.

Одним из способов снижения расходов на электрическую энергию в трубопроводном транспорте нефти является применение регулирования режимов работы МН при помощи изменения частоты вращения вала насоса.

					Анализ эффективности использования частотно-регулируемого привода для магистральных насосов НПС			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Харькив О. А.			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Назаров А.Д					42	97
<i>Консульт.</i>		Крец В.Г.				ТПУ гр. 2Б2А		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.						

3.2 Экономический эффект от замены узлов дросселирования давления на нефтеперекачивающих станциях частотно-регулируемыми электроприводами

3.2.1 Методика расчета экономического эффекта

Замена узлов дросселирования давления частотно-регулируемыми электроприводами при перекачке нефти на конкретном участке трубопровода должна быть основана на технико-экономических исследованиях, учитывающих стоимость ПЧ, и количество электрической энергии, сэкономленной при помощи установленных преобразователей. Данные исследования должны подтверждаться результатами опытно-промышленных испытаний именно на этом трубопроводе.

Анализ работы магистральных нефтепроводов свидетельствует о том, что главной причиной, влекущей за собой нерациональный расход электроэнергии, является неверный выбор режимов работы насосных станций.

Решение этой проблемы может быть найдено в применении тиристорного преобразователя частоты, для регулирования скорости вращения двигателя типа СТД – 1600/2 обладающего следующими преимуществами:

- значительное повышение КПД насосной установки;
- вследствие уменьшения потребления мощности синхронными двигателями, снижается передаваемая мощность, вследствие чего снижаются потери электрической энергии в сети НПС;
- введение регулируемого электропривода позволяет избежать частого пуска синхронных двигателей, который приводит к выходу СД из строя;
- пуск СД – технологически не простой процесс, и частый запуск синхронных двигателей приводит к понижению надежности работы насосных агрегатов. Применение регулируемого привода обеспечит плавный пуск СД без скачков тока и ударных волн давления.

Целью расчета является определение экономического эффекта от

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

внедрения преобразователя частоты для регулирования скорости вращения синхронного привода насоса НПС и обеспечения устойчивой работы силового двигателя насосного агрегата в условиях пуска под нагрузкой.

3.2.2 Методика расчета экономической эффективности.

Инвестиции – это средства (ценные бумаги, иное имущество, денежные средства, а так же имущественные права, которые могут иметь денежную оценку), вкладываемые в объекты предпринимательской или иной деятельности для получения прибыли.

Под экономическим эффектом в общем случае понимают величину экономии затрат в денежных средствах в результате осуществления какого – нибудь мероприятия или совокупности таких мероприятий. В стандартных технико-экономических расчетах обычно используют величину годового экономического эффекта, другими словами величину экономии средств за год. Экономическая эффективность это – относительная величина, которую получают в результате сопоставления экономического эффекта с затратами, которые вызвали этот эффект. Приток денежных средств равняется величине поступлений денежных средств на соответствующем шаге. Отток равняется платежам (затратам) на этом шаге. Другими словами, приток денежных средств – это результат в стоимостном выражении, а отток – это затраты на данном этапе.

Необходимо, чтобы срок жизни проекта или расчетный период, охватывал весь жизненный цикл разработки и реализации проекта вплоть до самого его прекращения. Данный срок должен включать в себя три следующих определяющих стадии (этапы):

- инвестиционную;
- эксплуатационную;
- ликвидационную.

Что бы оценить экономическую эффективность инвестиционных проектов обычно используют нижеперечисленные критерии:

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

- ЧДД – чистый дисконтированный доход;
- ИД – индекс доходности;
- ВНД – внутренняя норма доходности;
- срок окупаемости при учете фактора времени ил дисконтирования.

Чистый дисконтированный доход определяют по следующей формуле

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{(P_t - Z_t)}{(1 + E)^t} \quad (1.1)$$

где P_t – стоимостная оценка результатов, полученных при осуществлении проекта или внедрении новой техники за промежуток времени t , включая амортизационные отчисления на реновацию;

Z_t – стоимостная оценка полных затрат, привлеченных для проекта за период времени t включая все налоговые выплаты;

E – норма приведения (ставка дисконта в зарубежной практике - RD);

T – период службы проекта;

$(P_t - Z_t)$ - поток реальных денежных средств для проекта в целом или отдельного его участника.

Стоит упомянуть, что промежуток времени t принимают равным одному календарному году.

Расчетный период разбивают на шаги, в пределах которых производят агрегирование данных, чтобы оценить финансовые показатели. Шаги расчета определяются номерами (0,1,...). В расчетном периоде время, как правило, измеряется в годах, реже в долях года и отсчитывается от фиксированного момента, который принимают за базовый (момент начала или конца нулевого шага).

Норма дисконта отображает вероятную стоимость капитала, соответствующую вероятной прибыли инвестора, которую он получил бы на такую же сумму капитала, если бы вложил его в другом месте, при условии, что для каждого из вариантов инвестирования финансовые риски одинаковы. Иными словами, норма дисконта – это минимальная норма прибыли, ниже которой инвестиции были бы не выгодны для предпринимателя.

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

В качестве нормы дисконта для инвестиционного проекта нередко используют ставку процента по долгосрочным ссудам на рынке капитала или ставку процента, которая уплачивается получателем ссуды.

Если из состава затрат Z_t исключить капитальные вложения (инвестиции) K_t , то формула (1.1) будет иметь следующий вид:

$$\text{ЧДД} = \left[\sum_{t=0}^T (P_t - Z'_t) \cdot \frac{1}{(1 + E)^t} \right] - K \quad (1.2)$$

Где где Z'_t – затраты на t-м году без учета капитальных вложений.

K – дисконтированные капитальные вложения, определяемые по формуле:

$$K = \sum_{t=0}^T K_t \frac{1}{(1 + E)^t}, \quad (1.3)$$

Если разница между стоимостными оценками результатов и затрат постоянна в течение всего срока жизни проекта, то формула (1.2) может быть преобразована в следующий вид:

$$\text{ЧДД} = \frac{(P_t - Z'_t)}{E} \cdot \left(1 - \frac{1}{(1 + E)^t} \right) - K \cdot \frac{\left(1 - \frac{1}{(1 + E)^t} \right)}{E} \quad (1.4)$$

Если рассчитанный ЧДД > 0 , то прибыльность инвестиций будет выше нормы дисконта и проект следует одобрить. Если ЧДД ≤ 0 , то прибыльность равняется норме дисконта и этот проект лучше не принимать.

В случае сравнения двух альтернативных проектов предпочтение, как правило, отдается тому проекту, у которого значение ЧДД больше.

Индекс доходности (ИД) следует определять, как отношение суммы дисконтированных эффектов к сумме дисконтированных капитальных вложений:

$$\text{ИД} = \frac{1}{K} \sum_{t=0}^T (P_t - Z'_t) \frac{1}{(1 + E)^t} \quad (1.5)$$

или

$$\text{ИД} = \frac{1}{K} \cdot \frac{P_t - Z'_t}{E} \cdot \left(\frac{1}{(1 + E)^t} \right), \quad (1.6)$$

Индекс доходности и ЧДД находятся в зависимости друг от друга. Если

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

величина ЧДД положительна, то ИД > 1. Если же ЧДД отрицателен, то ИД < 1. Если ИД > 1, то проект эффективен; если ИД < 1 – не эффективен.

Внутренней нормой доходности (ВНД) называют такое положительное число $E_{\text{вн.}}$, что при норме дисконта $E = E_{\text{вн.}}$ чистый дисконтированный доход проекта обращается в 0, при всех больших значениях E – отрицательный, при всех меньших значениях E – положительный. Если хотя бы одно из этих условий не выполнено, то считается, что ВНД не существует.

Экономический смысл показателя ВНД заключается в том, что он демонстрирует максимальную ставку платы за инвестиции, при которой эти инвестиции остаются безубыточными. Иными словами, ВНД можно понимать как нижний гарантированный уровень прибыльности инвестиционных затрат.

ВНД может быть определена из уравнения:

$$\sum_{t=0}^T \frac{P_T - Z'_t}{(1 + E_{\text{вн.}})^t} = 0 \quad (1.7)$$

Для определения срока окупаемости с учетом дисконтирования используется следующая формула:

$$\sum_{t=0}^T \frac{P_T - Z'_t}{(1 + T)^t} = 0 \quad (1.8)$$

Чтобы оценить эффективность инвестиционного проекта, необходимо значение ВНД сопоставлять с нормой дисконта E . Инвестиционные проекты, имеющие $\text{ВНД} > E$, будут иметь положительный ЧДД и, следовательно, будут наиболее эффективны. Те же проекты, у которых величина $\text{ВНД} < E$, будут иметь отрицательный ЧДД и поэтому они будут не эффективны.

С учетом дисконтирования сроком окупаемости ($T_{\text{ок.}}$) называют период времени от начального момента до момента окупаемости. Под моментом окупаемости, при учете дисконтирования, понимают тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, по завершении которого текущий ЧДД станет и в дальнейшем остается неотрицательным (результаты реализации проекта превысили и покрыли первоначальные капитальные вложения и

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

другие затраты).

Следовательно, учитывая фактор времени, срок окупаемости инвестиций может быть определен по следующей формуле:

$$\sum_{t=0}^T K_t = \sum_{t=0}^T D_t \quad (1.9)$$

где D_t – чистые доходы от реализации проекта в t -м временном интервале, включая амортизационные отчисления на реновацию.

Расчет срока окупаемости можно проводить графически.

Любой инвестиционный проект не должен оцениваться изолированно. Его необходимо рассматривать, учитывая все его связи с другими проектами и текущей деятельностью предприятия. Простыми словами, предприятие пытаясь реализовать только один новый инвестиционный проект, должно рассмотреть, как минимум, две альтернативные возможности:

- реализация проекта (проект приняли);
- отказ от реализации проекта (проект отклонили).

На действующем предприятии приближенным методом оценки инвестиционного проекта является так называемый приростной метод. При этом методе под выручкой от реализации продукции, себестоимости и других показателей проекта понимают изменение соответствующих показателей по предприятию в целом, которое обуславливается реализацией проекта.

3.2.3 Расчет экономической эффективности проекта.

Расчетный период T составляет время внедрения проекта в производство, которое принимают равным одному году и время эксплуатации объекта, которое состоит из 10 лет. Расчет состоит из следующих этапов:

- определение выгод проекта;
- определение капитальных вложений;
- определение эксплуатационных затрат;
- определение общих затрат;
- определение дохода;

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

- определение коэффициента дисконтирования;
- определение дисконтированного дохода;
- определение накопленного дохода;
- определение чистого дисконтированного дохода;
- определение индекса доходности;
- определение внутренней нормы доходности (рисунок 7.1);
- определение срока окупаемости (рисунок 7.2).

Подсчитаем экономический эффект для преобразователя частоты ПЧСВ.

Внедрение частотно - регулируемого ЭП в транспорт нефти позволяет значительно сократить потребление электроэнергии. Для определения экономии электроэнергии воспользуемся данными из отчета начальника «НПС-1» за 2007г:

Наработка агрегатов, ч	7058
Потреблённая на перекачку электроэнергии, кВт·ч	4160000
За год принято и откачено нефтепродуктов , тн :	3220000

Необходимую на годовую перекачку электроэнергию для данного насосного агрегата можно найти по формуле:

$$W_i = \frac{k_i \cdot M \cdot g \cdot H}{\eta_d \cdot \eta_n \cdot \eta_p \cdot Q}, \quad (1.10)$$

$$W_i = \frac{1,01 \cdot 3220000 \cdot 9,81 \cdot 400}{0,97 \cdot 0,969 \cdot 0,81 \cdot 7058} = 2374893 \text{ кВтч}$$

где M – количество перекаченного нефтепродукта, тн;

H – напор насоса, м;

T_u – время работы насоса, ч;

η_d – КПД ЭД;

η_n – КПД насоса.;

η_p – КПД преобразователя.

Учёт потерь электроэнергии при пуске ЭД, а также прочих потерь

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

достигается введением поправочного коэффициента k_p . Пуск ЭД производится в начале периода эксплуатации, а также после плановых осмотров ЭД (2 раза в год), таким образом, необходимое количество пусков – 3 раза в год. Учитывая также частотно-регулируемый пуск ЭД, при котором потери снижаются в несколько раз, принимаем $k_p=1,01$.

Экономия электроэнергии определяется по следующему выражению:

$$\Delta W = W - W_i, \quad (1.11)$$

И составляет:

$$\Delta W = 4160000 - 2374893 = 1785107 \text{ кВтч}$$

Выгода от снижения потерь электроэнергии:

$$A_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\text{Э}}, \quad (1.12)$$

$$A_{\Delta W} = 1785107 \cdot 2,93 = 5230363,51$$

где $C_{\text{Э}}$ – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии = 2,93р/кВт·ч

Ежегодно фонд предприятия на устранение аварий в системе трубопровода составляет 1 млн. руб., внедрение частотно регулируемого ЭП позволяет выровнять давление в трубопроводе и снизить аварийность на 20-40%, что позволит экономить не менее 300 тыс. руб. Таким образом:

$$A = A_{\Delta W} + A_{\text{ЭП}} \quad (1.12)$$

$$5230363,51 + 300000 = 5530370,69$$

Определение капитальных вложений:

$$KB = C_t + T_p + ПН + М \quad (1.13)$$

$$6600400 \cdot (1 + 0,05 + 0,1 + 0,08) = 8118492р$$

где $C_t=6600400$ р.– цена с НДС высоковольтного ПЧ;

$T_p=5\%$ – транспортные расходы (от стоимости оборудования);

$ПН=10\%$ – пуско-наладочные расходы (от стоимости оборудования);

$М=8\%$ – расходы на монтажные работы (от стоимости оборудования).

Общие затраты (Z_t) проекта складываются из капитальных вложений (KB) и эксплуатационных затрат ($Z_{\text{ЭК}}$):

$$Z_t = Z_{\text{ЭК}} + KB, \quad (1.14)$$

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

К капитальным вложениям можно отнести затраты на приобретение оборудования, транспортные, монтажные, пуско-наладочные расходы, рассчитываемые в процентах от стоимости приборов и средств автоматизации.

Годовые эксплуатационные затраты, связанные с обслуживанием и эксплуатацией приборов, средств или систем автоматизации, рассчитываются по следующей формуле:

$$Z_{\text{год}} = Z_{\text{всп}} + Z_{\text{рем}} + Z_{\text{обор}} + Z_{\text{ам}} + Z_{\text{пр}}, \quad (1.15)$$

где $Z_{\text{всп}}$ – затраты на вспомогательные материалы;

$Z_{\text{рем}}$ – затраты на ремонт оборудования;

$Z_{\text{обор}}$ – затраты на обслуживание оборудования, (заработную плату работникам, занимающимся обслуживанием;

$Z_{\text{ам}}$ – амортизационные отчисления по внедряемому оборудованию;

$Z_{\text{пр}}$ – прочие затраты.

Затраты на вспомогательные материалы составляют 10% от стоимости капитальных вложений:

$$Z_{\text{всп}} = 0,1 \cdot \text{КВ}, \quad (1.16)$$

$$Z_{\text{всп}} = 0,1 \cdot 8118492 = 811849,2$$

Затраты на ремонт составляют 15% от капитальных вложений и определяются следующим образом:

$$Z_{\text{рем}} = 0,15 \cdot \text{КВ}, \quad (1.17)$$

$$Z_{\text{рем}} = 0,15 \cdot 8118492 = 1217773,8$$

Величина затрат на содержание и эксплуатацию оборудования будут составлять тоже 15% от КВ:

$$Z_{\text{обор}} = 0,15 \cdot \text{КВ}, \quad (1.18)$$

$$Z_{\text{обор}} = 0,15 \cdot 8118492 = 1217773,8$$

Амортизационные затраты составляют 10% от КВ, т.к. эксплуатационный срок оборудования 10 лет:

$$Z_{\text{ам}} = N_{\text{ам}} \cdot \text{КВ}, \quad (1.19)$$

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

$$Z_{ам} = 0,1 \cdot 8118492 = 811849,2$$

где N_A – норма амортизации.

Прочие затраты принимают равными 5% от суммы других затрат:

$$Z_{пр} = 0,05 \cdot (Z_{всп} + Z_{рем} + Z_{обор} + Z_{ам}), \quad (1.20)$$

$$Z_{пр} = 0,05 \cdot (811849,2 + 1217773,8 + 1217773,8 + 811849,2) = 202962$$

Также в расчете учитываем остаточную стоимость имущества на начало и конец года.

Результаты расчета представлены в таблице 14.

Определение ВНД и Срока Окупаемости графическим путем.

Внутреннюю норму доходности определим по рисунку 7.1, которая равняется коэффициенту дисконтирования, при котором ЧДД равен нулю.

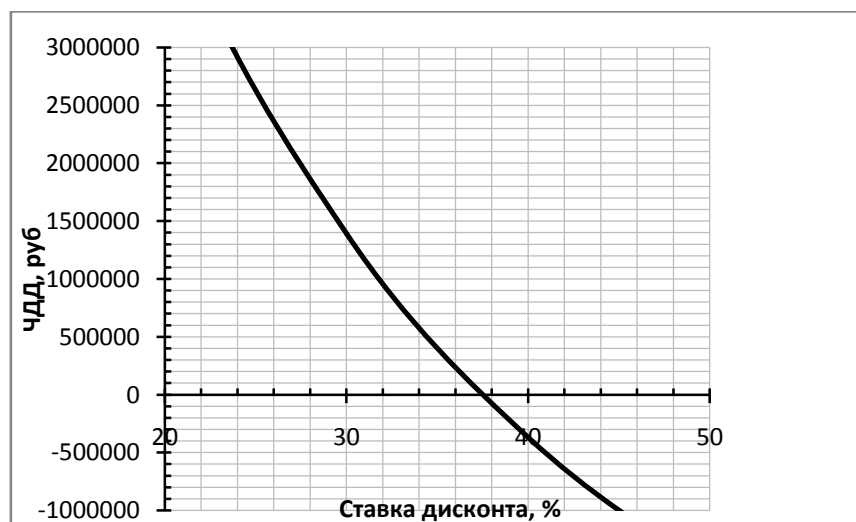


Рисунок 1.1 - Определение внутренней нормы доходности

Из данного графика мы видим значение ВНД = 36%, что больше ставки рефинансирования (24%) и больше ставки дисконтирования $E = 10\%$ для нефтяной и газовой промышленности, а в свою очередь нам известно, что критерием абсолютной эффективности инвестиций в сооружение проектируемого объекта служит условие превышения ВНД над значением ставки дисконтирования $E_{вн} > E$.

Далее определяем срок окупаемости по рисунку 7.2

Моментом окупаемости с учетом дисконтирования называется тот наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий ЧДД становится и в дальнейшем остается неотрицательным и глядя на наш график мы видим, что срок окупаемости составляет 3,3 года. И это является еще одним положительным показателем экономической эффективности от внедрения преобразователя частоты.

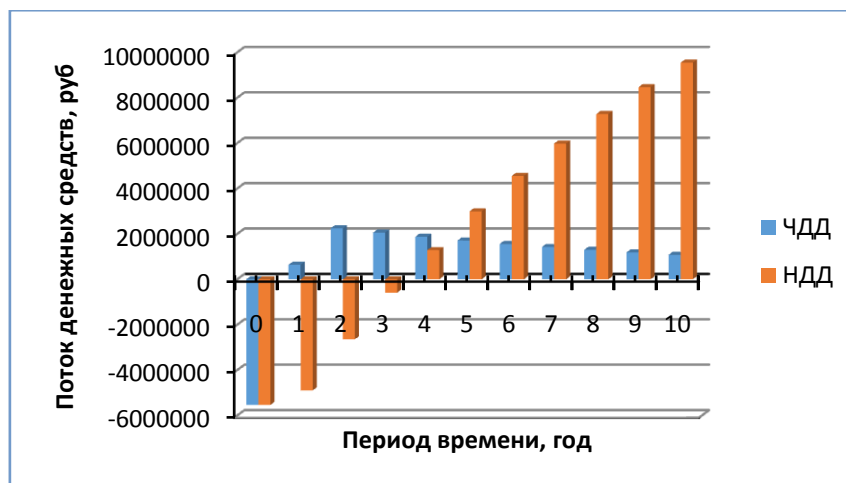


Рисунок 1.2 - Поток денежных средств

Выводы. В данном разделе было произведено экономическое обоснование и, непосредственно, сам расчет проекта, согласно методике. Результатами данного раздела является то, что на технологическом участке НПС-1 внедрение ЧРП, срок службы которого более 40 лет, окупится уже через 3,3 года. Таким образом применение частотно регулируемо привода на данном участке будет целесообразно.

Показатели	год				
	0	1	2	3	4
Капитальные вложения		8118492	8118492	8118492	8118492
Выгоды		5530371	5530371	5530371	5530371
Затраты эксплуатационные		4528252	4528252	4528252	4528252
затраты вспомогательные материалы		811849	811849	811849	811849
затраты на ремонт оборудования		1217774	1217774	1217774	1217774
затраты на содержание и эксплуатацию оборудования		1217774	1217774	1217774	1217774

амортизация		811849	811849	811849	811849
прочие затраты		202962	202962	202962	202962
Налог на имущество		168010	154570	141130	127689,1
Прибыль валовая		42868,6	3584562	3598004	3611444
Прибыль чистая		32580,2	2724268	2734483	2744696
Чистый доход	5535370	704629	2724268	2734483	2744698
Коэффициент дисконтирования	1	0,909091	0,826446	0,751315	0,683013
ЧДД	-5535370	640571	2251460	2054457	1874665
Накопленный ЧДД	-5535369	-4894798	2643338	-588881	1285784
Накопленный ЧДД	-5535369	-4894798	2643338	-588881	1285784

Показатели	год				
	5	6	7	5	9
Капитальные вложения	8118492	8118492	8118492	8118492	8118492
Выгоды	5530371	5530371	5530371	5530371	5530371
Затраты эксплуатационные	4528252	4528252	4528252	4528252	4528252
затраты вспомогательные материалы	811849	811849	811849	811849	811849
затраты на ремонт оборудования	1217774	1217774	1217774	1217774	1217774
затраты на содержание и эксплуатацию оборудования	1217774	1217774	1217774	1217774	1217774
амортизация	811849	811849	811849	811849	811849
прочие затраты	202962	202962	202962	202962	202962
Налог на имущество	114248,2	100807,2	87366,24	73925,28	60484,32
Прибыль валовая	3624885	3638326	3651767	3665208	3678649
Прибыль чистая	2754913	2765128	2775343	2785559	2795774
Чистый доход	2754913	2765128	2775343	2785559	2795774
Коэффициент дисконтирования	0,620921	0,564474	0,513158	0,466507	0,424098
ЧДД	1710584	1560842	1424189	1299483	1185681
Накопленный ЧДД	2996368	4557210	5981399	7280883	8466563
Накопленный ЧДД	2996368	4557210	5981399	7280883	8466563
ЧДД проекта	9548392,807				
Индекс доходности	2,420790302				
Срок окупаемости	3,3				
Внутренняя норма	36				

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ В АКЦИОНЕРНОМ ОБЩЕСТВЕ «ТРАНСНЕФТЬ – УРАЛ» ПРИ РЕГУЛИРОВАНИИ ДАВЛЕНИЯ НА НПС

Сутью моей работы является проведения анализа эффективности применения различных способов регулирования давления на магистральных нефтеперекачивающих станциях, с целью выявления более прогрессивных, позволяющих снизить энергозатраты в процессе перекачки нефти по трубопроводу. Поэтому объектом моего исследования являются привода насосов, сами насосы и насосные цеха магистральных НПС

В последние годы все большее значение приобретают требования мирового сообщества и практически всех государств к социальной стороне деятельности организаций. Это в равной мере относится к организациям всех типов, размеров и форм собственности вне зависимости от их географического размещения, сферы деятельности, культурных и национальных традиций (IC CSR 26000: 2011) [15].

Социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ГОСТ Р ИСО 26000-2012) [15].

Данный термин тесно связан с понятием безопасности – состоянием деятельности, при котором с определённой долей вероятности исключаются потенциальные опасности, влияющие на здоровье человека.

Организация добровольно принимает дополнительные меры для повышения качества жизни работников и их семей, а также местного

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

сообщества и общества в социальной, экономической и экологической сферах.

Согласно Федеральному закону «О промышленной безопасности

					Общая часть	Лист
						56
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

опасных производственных объектов» НПС является опасным производственным объектом, а насосный цех (далее насосная) относится к наиболее опасным участкам площадки НПС

4.1 Производственная безопасность

Таблица 1.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при управлении перекачкой товарной нефти по магистральному нефтепроводу

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Открытие закрытие стационарных задвижек; 2. Обслуживание и ремонт магистральных насосных агрегатов; 3. Контроль параметров процесса перекачки нефти по трубопроводу; 4. Контроль УСВД	1. повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 2. Превышение уровней шума; 3. Превышение уровней вибрации 3. Отклонение параметров микроклимата в помещении. 4. Недостаточная освещенность	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток. 3.Пожаровзрывобезопасность	ГОСТ 12.1.005-88[16] ГОСТ 12.1.003-83[17] ГОСТ 12.1.012-04[18] РД 153-39ТН-008-96 [19] РД 34.21.122-87 [20] ГОСТ 12.1.101-76 [21] РД 13.220.00-КТН-575-06 [22] РД 153-39.4-056-00 [23]

4.1.1 Анализ вредных производственных факторов

4.1.1.1 Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

Насосный зал общего укрытия МНА является наиболее опасным объектом на НПС, поскольку здесь сконцентрировано огромное количество токсичных газов, к которым относят пары нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

Основными источниками их выделения являются:

1. Предохранительные устройства. В случае останова МНА срабатывает УСВД, и часть нефти сбрасывается в емкость сброса ударной волны, в результате чего имеется интенсивное газовыделение.
2. Нарушения герметичности оборудования, что вызвано:
 - дефектами материалов и строительными-монтажными работ,
 - коррозией,
 - нарушением или окончанием срока службы уплотнений запорной арматуры и МНА
 - не соблюдением правил эксплуатации.

Согласно [16] воздушные смеси и газы, скапливающиеся в насосном зале, по степени воздействия на организм человека относятся к третьему и четвертому классу (табл. 1.2).

Таблица 6.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, скапливающихся в насосном зале [16]

Вещество	ПДК в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	Класс опасности
Сероводород в смеси с углеводородами C ₁ – C ₅	3	III
Бензол	5	
Окислы азота	5	
Масла минеральные нефтяные	5	
Сероводород	10	

Окислы углерода	20	IV
Нитросоединения метана	30	
Ксилол	50	
Толуол	50	
Бензин	100	

Все из вышеперечисленных газов и смесей газов относятся к ядам и могут оказывать отравляющее воздействие на организм человека. Бензин углеводородные газы и сероводород оказывают наркотическое действие, при этом углеводородные газы и сероводород оказывают вдобавок раздражающее действие на организм человека. Углеводородные газы воздействуют на легочную ткань, а сероводород на верхние дыхательные пути. При попадании на кожу они сушат и обезжиривают ее, что может привести к таким кожным заболеваниям, как дерматит или экзема. Смеси из метана и углеводородов являются нервными ядами, воздействующими на центральную нервную систему. Первыми признаками отравляющего действия на организм человека являются: головокружение, тошнота, недомогание, повышенная температура.

Мероприятия по снижению загазованности и защиты организма человека [23]:

1. Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).
2. Уменьшение концентрации токсичных газов путем проветривания насосного зала.
3. Применение средств индивидуальной защиты (противогазы, респираторы, спецодежда, изолирующие костюмы, рукавицы, перчатки, очки, маски).
4. Исключение или снижение необходимости присутствия человека путем автоматизации процессов и дистанционным их управлением.

4.1.1.2 Превышение уровней шума

Источником шума в насосном зале являются насосы, электродвигатели, трубопроводы, элементы вентиляционных систем. Однако самое неблагоприятное воздействие оказывают МНА. Уровень шума выше нормированных значений оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека и результат его работы. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, может являться причиной его потери, изменяет кровяное давление, ухудшает зрение, нарушает координацию движений. Согласно ГОСТ 12.1.003 – 83 нормированный уровень шума – 65 дБ.[17] в соответствии с этими требованиями применяют следующие меры по снижению уровня шума на НПС:

1. Расположение оборудования, являющегося источником шума, в отдельных блоках и зданиях (насосный цех), стены которых выполняют из материалов, обеспечивающих необходимую звукоизоляцию.

2. Применение средств дистанционного управления рабочим процессом, которые исключают необходимость длительного присутствия рабочего персонала в зоне воздействия акустического шума. обслуживающего персонала продолжительное время находиться в зоне воздействия.[17]

3. Использование средств индивидуальной защиты. Согласно инструкциям по технике безопасности предприятия применяются вкладыши, представляющие собой мягкие тампоны, пропитанные смесью парафина и воска, жесткие вкладыши из резины, звукоизолирующие наушники, звукоизолирующие шлемы.

4. Небольшие агрегаты (вентиляторы и т. П.) устанавливаются на виброопоры, магистральные насосные агрегаты и трубопроводы, подходящие к ним, устанавливаются на виброизолирующие компенсирующие опоры.

Так же при разработке технологических процессов, проектировании, изготовлении и эксплуатации машин, производственных зданий и сооружений, а также при организации рабочего места следует принимать все

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

необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах, до значений, не превышающих допустимые:

5. разработкой шумобезопасной техники;
6. применением средств и методов коллективной защиты по ГОСТ 12.1.029;[28]
7. применением средств индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051.Пи

4.1.1.3 Превышение уровней вибрации

Воздействие вибрации на человека-оператора классифицируется:

- по способу передачи вибрации на человека;
- по направлению действия вибрации;
- по временной характеристике вибрации; [18]

В качестве факторов, влияющих на степень и характер неблагоприятного воздействия вибрации, должны учитываться:

- риски (вероятности) проявления различных патологий вплоть до профессиональной вибрационной болезни;
- показатели физической нагрузки и нервно-эмоционального напряжения;
- влияние сопутствующих факторов, усугубляющих воздействие вибрации (охлаждение, влажность, шум, химические вещества и т.п.);
- длительность и прерывистость воздействия вибрации;
- длительность рабочей смены.

Показатели вибрационной нагрузки на оператора должны формироваться из следующих параметров:

- виброускорение (виброскорость);
- диапазон частот;
- время воздействия вибрации.[18]

При работе с насосным оборудованием вибрации имеет место быть. Для снижения его влияния при работе с насосным оборудованием следует применять индивидуальные средства защиты рук от воздействия вибрации. К ним относятся изделия типа рукавиц или перчаток по ГОСТ 12.4.002-97* (с

					Общая часть	Лист
						61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

изм. 2010), а также виброзащитные прокладки, которыми снабжены крепления насосов.

4.1.1.4 Отклонение показателей микроклимата в помещении

К метеорологическим условиям производственной среды относятся: относительная влажность, барометрическое давление, скорость движения и температура воздуха, интенсивность теплового излучения от нагретых поверхностей. Все эти условия оказывают влияние на здоровье и самочувствие человека, на его функциональную деятельность. Различные их сочетания позволяют добиться благоприятных условий для работы человека. Например, при повышенной температуре в помещении следует увеличить скорость движения воздуха. Однако неправильное сочетание может принести вред. Например, если повысить влажность воздуха, то это только усугубит действие как пониженной, так и повышенной температуры в помещении.

Микроклимат в помещении насосного зала поддерживается при помощи системы вентиляции и отопления. Согласно [35], для осуществления работ категории Пб в жаркое время года в насосном зале поддерживают нормативную температуру +19...+21 °С с помощью приточно-вытяжной вентиляции, а в холодный период +17...+19 °С с помощью электрического отопления. Относительная влажность должна составлять 40-60%, скорость движения воздуха – 0,1 м/с в холодный период года, 0,2 м/с – в теплый.

4.1.1.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Неверно выбранное освещение может сильно усложнить работу обслуживающего персонала, что способствует снижению производительности труда, а также может привести к травмированию. При недостаточном освещении невозможно должным образом контролировать опасные зоны, при чрезмерном освещении произойдет слепящее действие.

Освещенность рабочих мест осуществляется с помощью естественного и искусственного освещения. Естественное освещение насосного зала в дневное время должно обеспечиваться окнами, число которых должно быть

					Общая часть	Лист
						62
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

достаточным для работы обслуживающего персонала без снижения производительности. В темное время суток освещенность рабочих мест осуществляется искусственным освещением, светильники которого должны быть выполнены во взрывозащищенном исполнении. В случае ремонтных работ необходимо местное освещение. Для этого применяются переносные светильники на аккумуляторе во взрывозащищенном исполнении.

Согласно [25], для естественного освещения помещений промышленных предприятий коэффициент естественной освещенности (КЕО) должен составлять при верхнем или комбинированном освещении – 4,0 %.

В таблице 1.3 приведены показатели нормируемой освещенности для насосного зала согласно с [17].

Таблица 1.3 – Показатели нормируемой искусственной освещенности для насосного зала [17]

Помещение	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещение	Нормируемая освещенность, лк					
		Разрядные лампы			Лампы накаливания		
		Одно общее	комбинированное		Одно общее	комбинированное	
			всего	От общего		всего	От общего
Насосный зал а) с постоянным дежурством	На уровне 0,8 м от пола	200			150		
	На уровне масла	75			30		
	На шкалах проборов, щите управления	150			100		
	Стол машиниста	200	400	200	150	300	150
б) без постоянного дежурства	На уровне 0,8 м от пола	150			100		
	На уровне масла	75			30		
	На шкалах проборов, щите управления	150			200		

4.1.2. Анализ опасных производственных факторов

4.1.2.1 Движущиеся механизмы, подвижные части производственного оборудования

МНА, расположенные в насосном зале, имеют вращающиеся части, которые могут привести к механическому воздействию на организм человека. Все движущиеся и вращающиеся части МНА, в который входят двигатель и насос, а также передача от двигателя к насосу должны быть ограждены специальными съемными кожухами, чтобы исключить попадание в движущиеся и вращающиеся части. Ремонт и осмотр огражденных частей механизмов и снятие ограждений допускается только после полной остановки механизма. [19]. Так же во избежание травмирования следует соблюдать технику безопасности при работе с данными механизмами, использовать средства индивидуальной защиты.

4.1.2.2 Электрический ток

Поскольку МНА является весьма энергоемким объектом, то возникает опасность поражения электрическим током, напряжение которого достигает 10000 кВ, а также опасность возникновения пожара и/или взрыва. Произойти это может по следующим причинам [23]:

- случайное прикосновение к токоведущим элементам;
- ошибочные действия персонала;
- нарушение изоляции проводов;
- авария.

Поражающими факторами электрического тока являются: электроожог, электроудар и электросудорога. Электросудороги характерны для напряжения до 1000 В, электроудары – свыше 1000 В, электроожоги – до и свыше 1000 В. Порог осязательности тока равен 0,5-1,5 мА. При воздействии на человека тока силой в 10-15 мА начинаются болезненные судороги. Ток силой в 20-25 мА оказывает затруднения дыхания. Ток силой в 100 мА является смертельным для человека при воздействии более 2 с [26].

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

Меры защиты:

- Применяются защитное зануление, защитное заземление, защитное отключение.
- Обеспечивают изоляцию, ограждением и недоступность электрических цепей.
- Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности.
- Применяют средства индивидуальной защиты: диэлектрические перчатки и боты, диэлектрические резиновые коврики, инструменты с изолированными ручками.

Большую опасность представляет атмосферное электричество, которое является опасным фактором ввиду того, что молния имеет температуру 10000 °С, напряжение 220 МВ и силу тока до 1200 кА.

Опасными воздействиями атмосферного электричества являются:

- ударная волна, сформированная при электрическом разряде, способна вызвать механические повреждения;
- прямое попадание молнии способно вызвать поражение электрическим током обслуживающего персонала, а также привести к пожару;
- электростатическая и электромагнитная индукция, являющиеся вторичным проявлением атмосферного электричества, способны вызвать искрение в местах с плохим контактом, следствием чего может служить взрыв в случае имеющихся взрывоопасных веществ.

Для защиты от прямых ударов молнии применяются молниеотводы, которые принимают удар молнии на себя и отводят его в землю. Для молниезащиты укрытия насосных агрегатов НПС применяют стержневые молниеотводы, при этом согласно [20] токоотвод выполняют из листовой стали и соединяют с молниеотводом сваркой.

4.1.2.3 Пожаровзрывобезопасность

Насосный зал общего укрытия МНА является одним из наиболее пожаровзрывоопасных объектов на НПС, из-за того, что здесь

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

сконцентрировано большое количество взрывоопасных газов. Здесь возможно скопление паров нефти, сероводорода, метана, а так же легких углеводородов.

Самыми распространенными источниками их выделения являются [21]:

1. Предохранительные устройства. В случае остановки МНА срабатывает УСВД, и часть нефти сбрасывается в емкость сброса ударной волны, в результате чего имеется интенсивное газовыделение.
2. Нарушения герметичности оборудования, что вызвано:
 - дефектами материалов и строительными-монтажными работ,
 - коррозией,
 - нарушением или окончанием срока службы уплотнений запорной арматуры и МНА
 - не соблюдением правил эксплуатации.

Согласно [21], опасные газы имеют характеристики, приведенные в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Характеристика взрывоопасных газов

Наименование	Температура, °С		Предел взрываемости, мг/м ³	
	вспышки	самовоспламенения	нижний	верхний
Углеводороды	3...+45	260 – 375	1,1	6,4
Сероводород	—	246	4,3	10
Газ нефтяной	—	405 – 580	6	13,5

Для того, чтобы обеспечить безопасность процесса необходимо предпринимать следующие меры снижения пожаровзрывоопасности:

- Исключение источников газообразования (соблюдение правил эксплуатации, противокоррозионная защита, своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры).
- Исключение причин возникновения пожаров и взрывов.

- Уменьшение концентрации взрывоопасных газов путем проветривания насосного зала.
- Контроль загазованности газоанализаторами.
- Применение электрооборудования во взрывобезопасном исполнении.
- установка отключающей запорной арматуры;
- механизация и автоматизация технологического процесса;
- установкой автоматических систем пожаротушения;
- Разделительная стена насосной должна проверяться на герметичность методом задымления не реже одного раза в год в соответствии с инструкцией, утвержденной руководством ОАО МН.

В соответствии с [22] первичными средствами пожаротушения являются порошковые огнетушители, песок, кошма.

На рисунке 6.1 изображен эвакуационный план насосного зала.

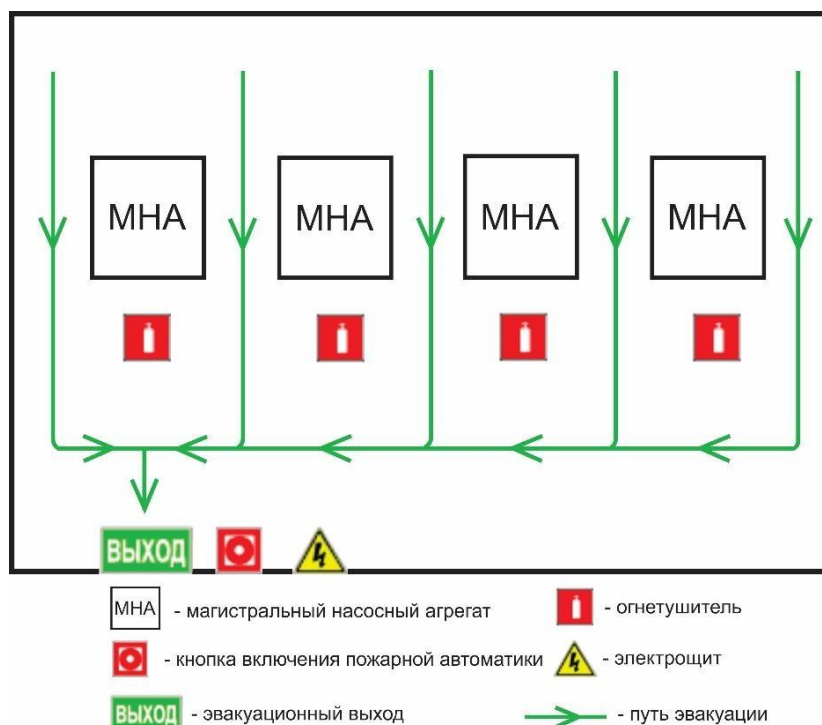


Рисунок 1.1 – Эвакуационный план насосного зала

4.2 Экологическая безопасность

4.2.1 Защита селитебной зоны

НПС на территории которой расположен насосный зал, входит в категорию опасных производственных объектов. Исходя из этого они должны располагаться на достаточном для обеспечения безопасности населения и невозможности проникновения на объект расстоянии от жилых зон.[29]

Для этого применяют следующие меры:

1. Нефтеперекачивающая станция располагается на максимально возможном рациональном удалении от населенных пунктов или жилых зон.
2. Территория огораживается по периметру.
3. Устанавливается видеонаблюдение и периметральная охранная сигнализация.
4. Устанавливаются специальные информационные и запрещающие знаки.
5. Вокруг станции организуется санитарно-защитная зона таблица 1.5

Табл. 1.5 – Рекомендуемые минимальные разрывы от нефтеперекачивающих станций

Элементы застройки	Разрывы в м по категориям НПС		
	III	II	I
Города и поселки	100	150	20 0
Водопроводные сооружения	100	150	20 0
Отдельные малоэтажные здания	50	75	10 0

4.2.2 Анализ воздействия объекта на атмосферу

атмосферный воздух - жизненно важный компонент окружающей среды, представляющий собой естественную смесь газов атмосферы, находящуюся за пределами жилых, производственных и иных помещений;[29]

загрязнение атмосферного воздуха - поступление в атмосферный воздух или образование в нем вредных (загрязняющих) веществ в концентрациях, превышающих установленные государством гигиенические и экологические нормативы качества атмосферного воздуха. Вредное физическое воздействие на атмосферный воздух - вредное воздействие шума, вибрации, ионизирующего излучения, температурного и других физических факторов, изменяющих температурные, энергетические, волновые, радиационные и другие физические свойства атмосферного воздуха, на здоровье человека и окружающую среду; [29]

Загрязняющие вещества могут попадать в атмосферу при нарушениях в работе оборудования, износе уплотнений, ремонтных работах, связанных с разгерметизацией трубопровода. Также на территории НПС располагается резервуарный парк и при больших и малых дыханиях резервуаров происходят выбросы вредных веществ в атмосферу. *Большие дыхания* происходят при вытеснении паровоздушной смеси в окружающую среду в процессе заполнения нефтепродуктом резервуаров, когда объем газового пространства, уменьшается и срабатывает дыхательный клапан. *Малые дыхания резервуаров* происходят через дыхательные клапаны от ежесуточного колебания температуры и парциального давления паров нефтепродуктов в газовом пространстве резервуара вследствие изменения абсолютного давления. Таким образом, в атмосферу могут попасть такие вещества, как легкие газообразные углеводороды (метан, этан, пропан, бутан), относящиеся к четвертому классу опасности, сероводород относящийся ко второму классу опасности, этилмеркаптан относящийся ко второму классу опасности по ГОСТ 12.1.005-88[16]

Мероприятия по защите атмосферы:

1. Проверка оборудования на прочность и герметичность.
2. Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.
3. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры.
4. Использование системы контроля загазованности.
5. применение понтонов или плавающих крыш в резервуарах,

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

замена предохранительных клапанов резервуаров, аппаратов более совершенными, регулировка дыхательных клапанов перед наступлением весенне-летнего и осенне-зимнего сезонов.

6. обвязка резервуаров газоуравнительной системой;
7. окраска резервуаров светоотражающими красками;
8. внедрение оптимальных режимов наполнения и опорожнения
9. применение приборов для измерения массы нефти, ее уровня и температуры, отбор проб, обеспечивающих минимальную разгерметизацию резервуара [24].

4.2.3 Анализ воздействия объекта на гидросферу.

При эксплуатации насосного цеха больших выбросов нефти в гидросферу не происходит. Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтеперекачки оказывают разливы нефти и вод с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов.

Основные мероприятия по охране поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения:

- отвод и обезвреживание сточных вод;
- уничтожение мусора;
- сооружение водоотводов, накопителей, отстойников.

Существуют различные методы очистки воды от нефти:

					Общая часть	Лист
						70
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Механическая очистка;
2. Химическая очистка;
3. Физико-химическая очистка;
4. Биологический метод очистки.

Проведение комплекса мероприятий по предотвращению загрязнения и засорения поверхностных вод который включает в себя следующие действия:[32]

5. При проектировании, строительстве и вводе в эксплуатацию новых и реконструируемых предприятий, сооружений и других объектов, влияющих на состояние поверхностных вод, должны предусматриваться и осуществляться необходимые мероприятия по охране вод. Не допускается ввод в эксплуатацию новых и реконструированных предприятий, которые не обеспечены сооружениями для предотвращения загрязнения водных объектов.[32]

6. На промышленных предприятиях при соответствующем технико-экономическом обосновании должны создаваться замкнутые системы водоснабжения.[32]

7. В поверхностные воды не допускается сброс сточных вод, вызывающих загрязнения водных объектов. Степень очистки сточных вод определяется их составом и свойствами, ассимилирующей способностью водного объекта и требованиями водопользователей к качеству воды.[32]

8. Сброс сточных вод в поверхностные воды, а также проведение различного рода работ в пределах водных объектов и водо-охранных зон допускается только после получения в установленном порядке разрешения, выдаваемого компетентными органами.[32]

9. Не допускается сброс в поверхностные воды технологических и бытовых отходов, а также загрязнение ими ледового покрова водных объектов и поверхности ледников.[32]

4.2.4 Анализ воздействия объекта на литосферу

При осуществлении любой производственной деятельности на литосферу

					Общая часть	Лист
						71
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

среду оказывается негативное воздействие, связанное с образованием большого количества отходов производства. Задача персонала состоит в сведении к минимуму возможных последствий этого воздействия.

Мероприятия по уменьшению негативного влияния на литосферу:

1. Все отходы подлежат селективному сбору, временному хранению на специально отведенных площадках в соответствии с проектом нормативов образования и лимитов размещения отходов и передаче на утилизацию специализированным организациям в соответствии с заключенными договорами.
2. Проверка оборудования на прочность и герметичность.
3. Неукоснительное соблюдение согласованных технологических режимов работы оборудования.
4. Своевременная замена уплотнений оборудования и запорной арматуры.[23]

4.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС):

- стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры);
- социального характера (террористический акт);
- техногенного характера (производственная авария).

Наиболее типичной и опасной является ЧС техногенного характера. Поскольку при аварии в насосном зале по причине износа уплотнений насосных агрегатов, а также ошибочных действиях персонала появляется возможность разлива нефти с последующим возгоранием и взрывом ее паров.

Для снижения риска возникновения ЧС согласно [23] проводятся следующие мероприятия:

- производится техническая диагностика оборудования, а также его техническое обслуживание и ремонт;
- приобретаются современные приборы контроля и сигнализации на замену физически и морально устаревших;
- проводятся периодические и внеочередные инструктажи с

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

обслуживающим персоналом.

Действия в результате ЧС при разгерметизации магистральных насосных агрегатов с выходом нефти наружу [23]:

1. Остановить агрегаты.
2. Обесточить оборудование насосного зала (электродвигатели, освещение).
3. Принять меры по предупреждению возгорания нефти.
4. Выставить посты ограждения разлитой нефти.
5. Включить вентиляцию, открыть двери и окна.
6. Собрать разлившуюся нефть.
7. Устранить повреждения насосных агрегатов.

4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В соответствии с законодательством на работах с вредными и или опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, работодатель обязан бесплатно обеспечить выдачу сертифицированных средств индивидуальной защиты согласно действующим типовым отраслевым нормам бесплатной выдачи работникам спецодежды, спец. обуви и других средств индивидуальной защиты в порядке, предусмотренном «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» [25], или выше этих норм в соответствии с заключенным коллективным договором или тарифным соглашением. Все лица, находящиеся на строительной площадке, обязаны носить защитные каски. Работники без защитных касок и других необходимых средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются. Работодатель должен обеспечить работников, занятых эксплуатацией нефтеперекачивающих станций санитарно- бытовыми помещениями (гардеробными, сушилками для одежды и обуви, душевыми, помещениями для приема пищи, отдыха и обогрева и проч.) согласно соответствующим строительным нормам и правилам, и коллективному

					Общая часть	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

договору или тарифному соглашению. В решениях по организации труда излагаются: форма организации труда (вахтовый, экспедиционно-вахтовый, бригадный и т.д.); графики работы; режимы труда и отдыха; составы бригад. При описании режима труда указываются: продолжительность вахты; продолжительность смены; количество смен; часы начала и окончания смены; внутрисменные перерывы на отдых; перерывы на прием пищи. При эксплуатации НПС в экстремальных климатических условиях (с низкими или высокими атмосферными температурами) дополнительно указываются средства защиты людей от жары или холода, продолжительность перерывов на обогрев, способы организации рационального питания или утоления жажды, в зависимости от жесткости погоды.

Подготовка к эксплуатации санитарно-бытовых помещений и устройств должна быть закончена до начала производства работ. При реконструкции действующих предприятий санитарно-бытовые помещения следует устраивать с учетом санитарных требований, соблюдение которых обязательно при осуществлении производственных процессов реконструируемого объекта. Производственные территории, участки работ и рабочие места должны быть обеспечены необходимыми средствами коллективной или индивидуальной защиты работающих, первичными средствами пожаротушения, а также средствами связи, сигнализации и другими техническими средствами обеспечения безопасных условий труда в соответствии с требованиями действующих нормативных документов и условиями соглашений. При размещении на производственной территории санитарно-бытовых и производственных помещений, мест отдыха, проходов для людей, рабочих мест должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон, постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных производственных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

					Общая часть	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Проезды, проходы на производственных территориях, а также проходы к рабочим местам и на рабочих местах должны содержаться в чистоте и порядке, очищаться от мусора, не загромождаться складировемыми материалами и конструкциями.

Находясь на территории производственной площадки, в производственных и бытовых помещениях, на участках работ и рабочих местах, работники, а также представители других организаций обязаны выполнять правила внутреннего трудового распорядка, принятые в данной организации. Территориально обособленные помещения, площадки, участки работ, рабочие места должны быть обеспечены телефонной связью или радиосвязью.

В санитарно-бытовых помещениях должна быть аптечка с медикаментами, носилки, фиксирующие шины и другие средства оказания пострадавшим первой медицинской помощи. В соответствии с законодательством работодатель обязан организовать проведение расследования несчастных случаев на производстве в порядке, установленном Положением, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 11 марта 1999 г. № 279 [15]. По результатам расследования должны быть разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний.

					Общая часть	Лист
						75
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В магистерской диссертации рассмотрены и проанализированы все возможные на сегодняшний день способы регулирования давления на нефтеперекачивающих станциях.

Был произведен технологический расчет эксплуатационного участка трубопровода «НПС-1 – НПС-6». На сегодняшний день большое распространение регулирования подачи насоса получили следующие методы: ступенчатое регулирование (отключение и включение агрегатов), дросселирование (изменение сопротивления трубопровода), изменение параметров рабочего колеса и изменение частоты вращения ротора МНА. Последний требует больших капитальных затрат, но является наиболее экономичным и прогрессивным. В свою очередь изменение частоты вращения ротора можно разделить на 2 направления: первое – это применение гидромурфы, а второе это использование ЧРП.

Задача выбора метода регулирования работы МН не имеет универсального решения, так как у каждого метода есть свои недостатки и преимущества. Однако наиболее эффективным и экономичным методом регулирования подачи является изменение частоты вращения ротора насоса с применением ПЧ. Единственным существенным недостатком данного метода является его высокая стоимость.

					Общая часть	Лист
						76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Список литературы

1. Вязунов Е. В., Бархатов А.Ф. Евтух К.А. Об экономической эффективности замены узлов дросселирования давления на нефтеперекачивающих станциях частотно-регулируемыми приводами// Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 2. С. 16–21.
2. Шабанов В. А., Хакимов Э. Ф., Шарипова С. Ф. Анализ коэффициента полезного действия магистральных насосов эксплуатируемых нефтепроводов при использовании частотно- регулируемого электропривода в функции регуляторов давления // Нефтегазовое дело [Электронный научный журнал]. 2013. № 1. С. 324–333.
3. Гумеров, А.Г. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций / А.Г. Гумеров, Р.М. Гумеров, А.С. Акбердин. – М.: Недра – Бизнесцентр, 2001. – 475 с.
4. Программа стратегического развития ОАО «АК «Транснефть» на период до 2020 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.transneft.ru/about/development-system/398СНиП> 2.01.07-85 “Нагрузки и воздействия”
5. Зайцев, Л.А. Регулирование режимов магистральных нефтепроводов / Л.А. Зайцев, Г.С. Ясинский. – М.: Недра, 1980. – 187 с.
6. Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов. Учебное пособие для ВУЗов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2002. – 658 с.
7. Ахметов, Р.М. Диспетчеризация и учет на нефтепроводах / Р.М. Ахметов, Ю.В. Ливанов, А.В. Матвиенко. – М.: Недра, 1976. – 351 с

					Анализ эффективности использования частотно-регулируемого привода для магистральных насосов НПС			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		Харькив О. А.			Список литературы	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Руковод.</i>		Назаров А.Д					77	97
<i>Консульт.</i>		Крец В.Г.				ТПУ гр. 2Б2А		
<i>Зав. Каф.</i>		Рудаченко А.В.						

8. Васильковский, В.В. Частотно-регулируемый электропривод насосных агрегатов в нефтепродуктопроводном транспорте / В.В. Васильковский // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1989. – №6. – С.36-38.
9. Лезнов, Б.С. Энергосбережение и регулируемый привод в насосных и воздухоудувных установках / Б.С. Лезнов. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 360 с.
10. Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль; Под ред. А.А. Коршака. – СПб.: Недра, 2008. – 488 с.
11. Русов Е.В., Кудояров Г.Ш., Лупенских В.Е. и др. Об экономической эффективности применения регулируемых электроприводов насосов на НПС магистральных нефтепроводов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1976. – №11. – С. 32-35.
12. Азенштейн М.Д. Центробежные насосы для нефтяной промышленности. М. Гостехиздат, 1957. – 363 с.
13. Тугунов П.И., Козлова Р.Г., Абрамзон Л.С. и др. Эксплуатация трубопроводов при неполной загрузке. – М.: ВНИИОЭНГ, 1973. – 267 с.
14. Владимирский А.И., Дронговский Ю.М., Зайцев Л.А. и др. Автоматизация и телемеханизация магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 1976. – 222 с.
15. ГОСТ Р ИСО 26000-2012 Руководство по социальной ответственности.
16. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением №1)
17. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1)
18. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования

					Список литературы	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

19. РД 153-39ТН-008-96 Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций
20. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений
21. ГОСТ 12.1.010-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Взрывобезопасность. Общие требования (с Изменением N 1)
22. Правила пожарной безопасности на объектах МН ОАО "АК" ТРАНСНЕФТЬ" и дочерних акционерных обществ
23. РД 153-39.4-056-00 Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов
24. РД 13.220.00-КТН-575-06 Правила пожарной безопасности на объектах МН АО «ТРАНСНЕФТЬ» и дочерних акционерных обществ
25. ГОСТ 12.1.010-76* (СТ СЭВ 3517-81) Взрывобезопасность. Общие требования.
26. ГОСТ 12.1.038-82 Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов – Переизд. янв.1996 с изм. 1.- Введ. 30.06.82. Система стандартов безопасности труда. Часть 3. – М.: Изд-во стандартов, 1996. С. 237- 243. УДК 621.316.92.006.354. Группа Т58 СССР.
27. ГОСТ С. 12.0. 003–74 Опасные и вредные производственные факторы, Классификация.
28. ГОСТ 12.1.029. Средства и методы защиты от шума.
29. ГОСТ 17.1.3.13-86 Охрана природы. Гидросфера.
30. Павленко В. А., Ткачева А. Р. Обеспечение экономической и экологической безопасности проведения работ по изучению и освоению нефтегазовых ресурсов //Интерэкспо Гео-Сибирь. – 2010. – Т. 3. – №. 1.
31. ОР 07.00-60.30.00-КТН-010-1-00 Технологический регламент НПС
32. РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов

					Список литературы	Лист
						79
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

33. РД-13.100.00-КТН-306-09. Руководящий документ. Система организации работ по промышленной безопасности на нефтепроводном транспорте"(утв. ОАО "АК "Транснефть" 03.12.2009).
34. РМ 62-91-90
35. ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
36. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест.
37. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
38. ФЗ №116 «О промышленной безопасности производственных объектов»
39. ФЗ №68 от 21.12.1994 «О защите населения в чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера»
40. ФЗ №426 «О специальной оценке условий
41. РД 153-39.4-114-01. Правила ликвидации аварий и повреждений на магистральных нефтепроводах

					Список литературы	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение П
(справочное)

OIL TRANSPORTATION VIA MAIN PIPELINES

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Б	Харькив О.А.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крец В.Г.	к.т.н., доцент		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

1. OIL TRANSPORTATION VIA MAIN PIPELINES

1.1. Modern problems of oil transportation by main pipelines

The current oil transportation facilities are a complex set, which includes the main oil pipelines, oil pumping stations (OPS) as well as supporting elements, such as power lines, substations, etc. [1]. This complex working as a unit performs the task of oil transportation from the field to consumers, for example, such as a refinery. The quality of this system depends on a stable and timely oil supply as well as environmental safety at these operations, which in turn characterizes the quality of the transport company.

Currently, the operation of all the main oil pipelines in Russia is carried out by a joint-stock company for oil transport, whose main functions, according to [2-3], are:

- transfer and management of oil transportation via main pipelines to refineries in Russia and abroad;
- prevention, diagnosis and emergency repair work on the main oil pipelines;
- implementation of the integrated development of the network of main oil pipelines and other ancillary facilities of pipeline transport of oil;
- cooperation with the enterprises of neighboring countries involved;
- control of oil pipelines;
- introduction of scientific and technological progress in the activities of organizations;
- ensuring of environmental protection in the areas, where the pipeline system facilities are located.

At present, "Transneft" operates more than 70 thousand km of pipelines with diameters from 400 to 1220 mm, more than 500 pumping stations, and it has at its disposal more than 22 million cubic meters of tank containers. Pipelines with diameters from 800 mm up to 1220 account for more than half the length of the pipeline system and provide transport for about 90% of oil produced in Russia.

The environmental aspect of oil transfer [4-6] implies monitoring of

industrial emissions from the enterprises pipeline system, analysis and reduction factors of oil spills from the pipeline, reducing water consumption for own needs of the reservoirs, rivers, lakes, by reuse of treated industrial water, etc. This aspect plays an important role in the oil transportation system, and an example of this is the considerable interest in environmental safety by "Transneft", which is the leading company for oil transportation through trunk pipelines in Russia and abroad. The economic aspect of oil pumping means reduction of oil transportation costs by:

- 1) replacement of old equipment with modern one, which has the best performance;
- 2) the use of resource-saving technologies;
- 3) improvement of technological modes of oil pumping.

Moreover, the first and the second paragraphs show how significant the cost of the material nature, and time spent on the introduction of new equipment, while the third paragraph shows how to achieve this goal in less time and minor material costs.

In addition, optimization of oil transportation modes allows:

- reducing equipment wear due to the choice of transfer modes, which have a lower voltage;
- improving equipment efficiency by selecting the optimum operating modes of pumps in the main pipeline;
- reducing energy consumption in compliance with the oil supply.

Due to the improvement of pumping oil modes demands on the quality of the control system will inevitably raise, since this will the reliability of the oil pipeline transport system. For this reason, the main oil pipelines management system must fully meet these requirements.

Main oil pipeline is a collection of pump stations and interconnected pipelines (a line pipe), originating from the head-end and ending with oil distributors. Each pumping station is equipped with main pump units, the number of which reaches up to 4, but only one or two of them work. Management of the

section of the main oil pipelines is the task of providing required operating parameters for each of these units. The complexity of this control consists of the fact that the main oil pipeline is a complex, interconnected system, and change the mode of operation of the main pump unit affects the operation of the entire section of the pipeline, which will inevitably require mandatory harmonization of the work of these units. In fact, this set of main pump units, which operate throughout the main oil pipeline, is a group of similar objects. Therefore, examining the section of the main pipeline is required as a whole, and it is necessary to manage and regulate the work of the main pump units on the the main pipeline section, taking into account the relationship between them [7, 8].

The need to control operating modes of the main oil pipeline is determined by the following factors:

- changing the rheological parameters of oil due to the influence of the water contained therein, paraffin, dissolved gas, etc., as well as due to the influence of seasonal changes in ambient temperature;
- variable loading of the pipeline due to the high dynamics of changes in the work of suppliers and consumers of oil;
- changing pumps characteristics (increase in the gap of the sealing rings, leading to increase in volume loss, wear of moving parts, etc.) and pipelines (the effective diameter reduction due inline deposits, wall thinning due to corrosion, etc.).

At the pumping station (PS), all energy costs are divided into two types: supporting and process. Supporting costs include the cost of the drive booster pumps (water, oil, etc.). And these costs are almost always constant. Technological costs include the cost of electricity that goes to main and booster pumps.

According to [4,8], for at least 30% of the transportation oil money is spent on electricity costs, goes to the consumption of the main pump units. Thus, to reduce the cost of oil transportation through the main pipeline is necessary to improve management of oil pumping modes.

The process of pumping oil through main pipelines is a complex process that

requires a high-quality management and accounting factors, both external and internal. The main tasks performed by the control system of pump stations, are environmentally safe and stable oil transfer, at the same time, the issues on reduction its (transportation) costs should be solved.

Currently, the challenge for a stable and environmentally safe oil transportation is solved relatively well: there is continuous monitoring of the state of the main oil pipeline, plans for the transfer are drawn up, on the basis of which operating conditions are determined, the values of process parameters are calculated in advance and pumping station equipment is maintained in terms of these parameters within the allowable range and much more.

The task of reducing the cost of oil pumping has also been given necessary attention. Old equipment is updated, and the software installed is a new one, with the best characteristics. However, the proliferation of such measures is limited by unavoidable material costs in a large scale.

Operational management of the entire system of oil pipeline transport, maintenance of optimal performance and minimization of the possibility for oil pipeline break is another task for pumping station management system and personnel involved in its maintenance.

Another problem, which is no less important, is the pump operation mode. Currently, pumps of the main oil pipelines operate at the maximum possible speed. On the one hand, it characterizes the efficiency mode due to a high load and hence the maximum performance, but, on the other hand, the pump unit operates in a turbulent flow, whereby the fluid passing through the rotor (impeller) is laminar and turbulent flow.

It is known that the maximum efficiency of the pump set is not achieved at the maximum flow rate, and the task of choosing the optimal mode of operation is to maintain the pump turns on, providing maximum efficiency. It may seem that it is possible to calculate and choose the optimal speed of the rotor and the problem will be solved, but the characteristics of the main oil pipeline change over time (resin and paraffin deposits on the walls of the pipes, the scheduled replacement of

sections of the main oil pipeline, water and gas accumulations within the main pipeline).

Thus, nowadays, the problem of reducing the cost of pumping oil through the main pipeline is relevant, because the cost of electricity is steadily growing each year. Also, optimization of equipment operating mode can be achieved by increasing the time interval between maintenance works in the main pumping units.

1.2. Classification of commercial oil

There are crude oil and commodity. Crude oil is a natural fossil hydrocarbon mixture, which contains water, dissolved gas, mechanical impurities, and mineral salts. It is the primary raw material for the production of liquid fuels (diesel, gasoline, kerosene, fuel oil, etc.), lubricants, bitumen and coke. In other words, crude oil is a liquid extracted from the wells in the oil fields, which has not passed field treatment. Trading oil is the oil that is prepared for delivery to the consumer in accordance with the requirements of regulatory and technical documents adopted in the prescribed manner.

In accordance with GOST R 51858-2002 «Oil. General technical conditions»

[9] (as amended on 16. 08. 2005) commercial oils are divided into classes, types, groups and species.

The class of commercial oil is determined depending on the content of sulfur in it. There are four classes: 1st class – low-sulfur (when the mass fraction of sulfur 0,60 % or less); 2nd – sulphide (sulfur from 0.61 to 1.80 %, including the considerably); 3rd – sour (sulfur from 1.81 % to 3.50 inclusive); 4th – especially high-sulfur (3.50 % excess sulfur).

The type of commercial oil for Russian consumers is set on its density, and if the oil is exported, further account-stroke fractions and wax content are taken into. There are five types of oil: 0 – very easy; 1 – light; 2 – average; 3 – heavy; 4 – bituminous (Table 1.1.). It is easy to see that with the increase in numbers oil

density at 20° C increases, and the yield of the fractions at 200 and 300° C is reduced.

The type of oil intended for export is set for the worst indicator. For example, oil density relates to the first type and at the yield of the second fraction such crude oil is considered a second type. Mass paraffin content in the export of oil should not exceed 2 %.

Table 1.1 – Types of commercial oil

Indicator	Normative index value for oil types				
	0	1	2	3	4
Density, kg/m ³ : at 20 °C	830 and less 833,7 and less	more than 830,0 to 850,0 more than 833,7 to 853,6	more than 850,0 to 870,0 more than 853,6 to 873,5	more than 870,0 to 895,0 more than 873,5 to 898,4	more than 895,0 more than 898,4
Yield fraction, % (minimum): to 200 °C to 300 °C	30 52	27 47	21 42	– –	– –
Mass fraction of paraffin, % (no more)	6	6	6	–	–

Oil density determination at 15 °C is normative since 01.01.2004.

The group of commercial oil is established depending on the degree of its treatment (Table. 1.2). The greater the value of the group number, the higher the permissible weight and the water content of chloride salts are. At the same time, regardless of the group, solids content must not exceed 0.05 %, and the vapor pressure at 38 °C – 66 700 Pa (500 mm Hg.).

Oil group is set for the worst indicators listed in Table 1.2.

Table 1.2 – Groups of commercial oil

indicator	Normative index value for oil groups
-----------	--------------------------------------

	1	2	3
Water content, % (no more)	0,5	0,5	1,0
Concentration of chloride salts, mg/l (no more)	100	300	900
Mass fraction of mechanical impurities, % (no more)	0,05		
Vapour pressure, Pa (no more)	66700		

The type of commercial oil depends on its content of hydrogen sulphide and light mercaptans (see Table 1.3).

indicator	Normative index value for oil groups	
	1	2
Mass fraction of hydrogen sulfide, g/t (no more)	20	100
Mass fraction of methyl and ethyl mercaptan, g/t (no more)	40	100

Oil is accepted in batches, which are understood as any quantity, accompanied by a certificate of quality (a quality certificate). To test compliance with the standard oil is tested periodically. Routine tests are carried out for each batch of oil by the density and the mass fractions of water, sulfur and chloride salts. For periodic tests the following factors are determined: the saturated vapor pressure, the mass fraction of mechanical impurities, the presence of hydrogen sulfide content of organochlorine compounds (as well as the yield of the fractions and the mass fraction of paraffin for oil exports). The results of periodic tests are recorded in the passport

of quality of the test oil batch in the passports of all batches until the next periodic test. These tests are carried out in the terms agreed by the host and the delivering parties, but not less than once every 10 days.

Oil, which will be accepted for transportation in the Russian system of trunk oil pipelines, must meet the requirements of GOST R 51858-2002. A quality bank of oil operates on the basis of agreed indicators [10].

1.3. Main components of main oil pipelines

The commercial oil pumped in the main oil pipeline system originates in the feed lines connecting the sources of oil (oil-gathering station) with a head oil pumping station.

Head oil pumping station (HOPS) of the main oil pipeline can receive oil from the field batteries and pump it into the pipeline. HOPS has a tank farm, accommodating 2-3-day supply of oil performance, retaining the pump, an oil metering unit, a main pump, a pressure control unit, a platform with safety devices for pressure release at hydraulic shocks, strainers as well as technological pipelines.

Oil booster pumping stations (OBPS) are to maintain the required pressure in the MOP in the pumping process. Unlike HOPS, they do not include storage tanks, pumping and oil metering station.

The arrangement of pump stations along the route is carried out on the basis of hydraulic calculation, taking into account, as possible, a uniform distribution of pressure on them.

In long-haul trunk pipelines the arrangement of operational areas must be provided with the length of 400-600 km each (Fig. 1.1). At the boundaries of the operational areas oil pumping stations are located, the composition of which is similar to HOPS, but with a smaller capacity of a tank farm (0.3-0.5 Q-day daily production of oil pipeline). When acceptance operations are performed at oil pumping stations, this capacity must be increased to 1.0-1,5Q-day.

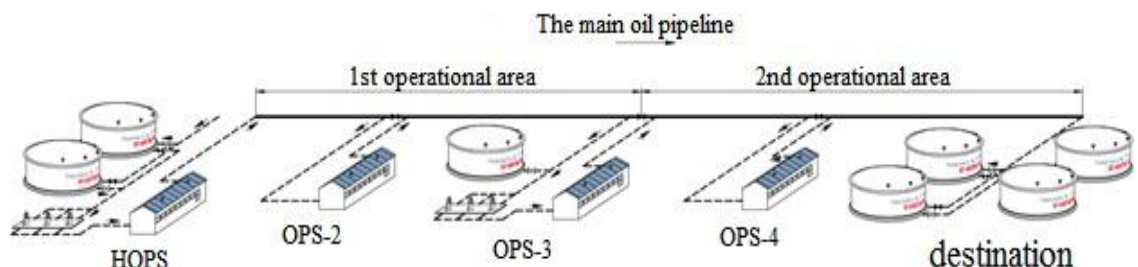


Figure 1.1 – Scheme of operational areas of the main oil pipeline [2]

At the end of the route oil is in the final destination. Here it is accepted, recorded, transited to other modes of transport or delivered to the consumer. Tank

farm of destination should have the same capacity, and storage tanks that HOPS.

Apart from that, the main oil pipeline has linepipe structures, which include:

- pipeline laid according to the installation conditions (climatic and geological) in the underground (in trenches), land (in bulk) or above ground (in support) versions. For MN oil welded steel pipes are commonly used with diameters up to 1220 mm. The wall thickness is calculated based on the maximum pressure developed by oil pumping station;
- linepipe valves designed to shut off the pipeline sections in case of accidents and repairs. Depending on the terrain, an interval between linear valves should be 15 ... 20 km;
- crossings through natural and artificial obstructions:
 - underwater (two strands run in the water barrier with a width of 75 m in mean water or more);
 - crossings of roads and railways, laid in guards (cases);
 - elevated crossings through ravines, gorges and etc.;
- pig traps are intended for cleaning the internal surface of the pipeline during the operation via launching and retrieving in-line inspection tools. They are located at a distance of 300 km from each other and, as a rule, combined with the oil pumping stations. Pig traps should be provided also in looping and taps more than 3 km and the reserve line underwater passages, regardless of their length. Technical schemes of pig traps must provide a variety of options for technological operations depending on the location of the pipeline: a pass, acceptance and run, only start or only acceptance, as well as provide the possibility of pumping oil pumping station without stopping the cleaning process or diagnostics pipeline;
- station of pipeline corrosion protection (cathode, drainage)
- communication and power lines. The communication line has a substantially dispatching function, and this construction is very important. Communication disruption results in stopping pumping. Transmission line

(PTL) is designed to power the support systems and cathode protection stations;

- pipeline service roads, rescue and recovery posts, the house linemen, helipads.

1.4. Oil transport schemes

Oil transport is the process of moving oil through the pipeline with the help of pumping units in a predetermined pattern.

Depending on the equipment of pumping stations, there are four pumping schemes:

- by station (Fig. 1.2,a);
- through a reservoir pumping station (Fig. 1.2,b);
- connected to the reservoir (Fig. 1.2,c);
- from the pump to the pump (Fig. 1.2,d).

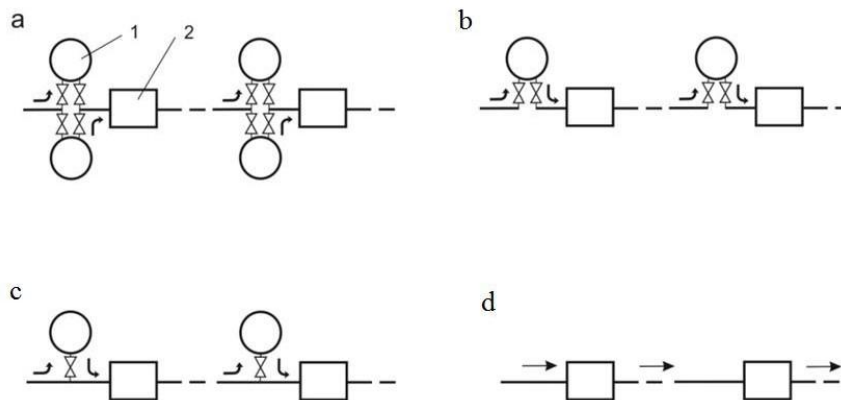


Figure 1.2 – Pumping schemes

When *pumping by station* (fig. 1.3) oil is alternately taken to one of the pumping station tank, and pumped out of the other. This system allows accurately recording the pumped oil from the measurements of the level in the tanks. The main drawback of the system is large losses from evaporation during filling and emptying reservoirs (the loss of the "big breath"), as well as a significant metal content.

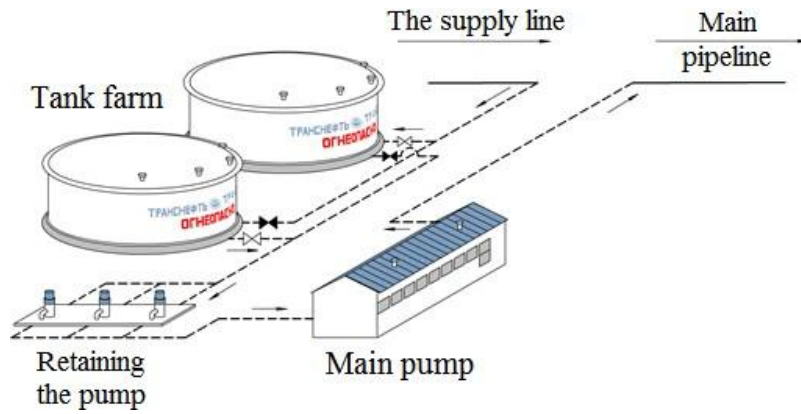


Figure 1.3 – Pumping by the tank

At pumping through the pumping station reservoir (Fig. 1.4) from the previous station oil is transferred into the tank which serves as a buffer capacity, and it is pumped out simultaneously. This reduces the movement of the oil level in the tank and, respectively, reduced the loss of "large breaths". However, the ability to detect leaks in the concrete spans is lost between oil pumping stations via tank accounting. Furthermore, due to mixing of oil in the tank evaporation losses are also significant.

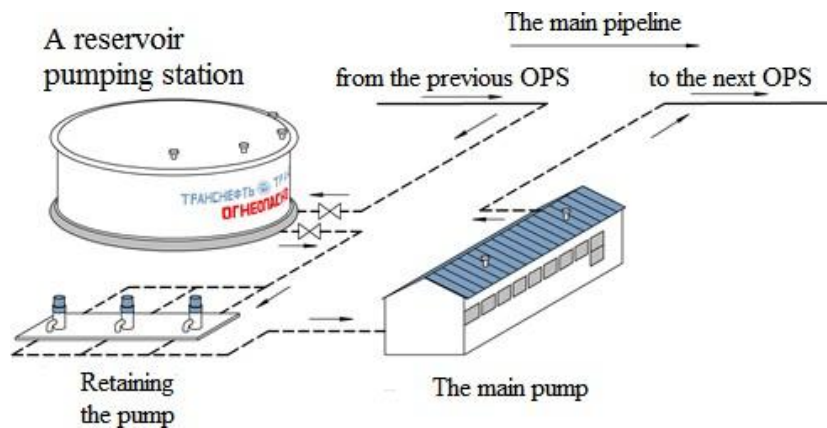


Figure 1.4 – Pumping through the reservoir

At pumping with the connected reservoir (Fig. 1.5) oil does not pass through the oil tank, as it is connected with a branch line from the suction station. The level in the tank varies slightly, depending on the magnitude of the difference of costs that are provided by the previous pumping station. In case of equality of these expenditures, oil level has remained virtually unchanged. With this system,

pumping losses from the "big breaths" are reduced even more significantly, as the turbulence of oil in the tanks is reduced. However, they exist anyway.

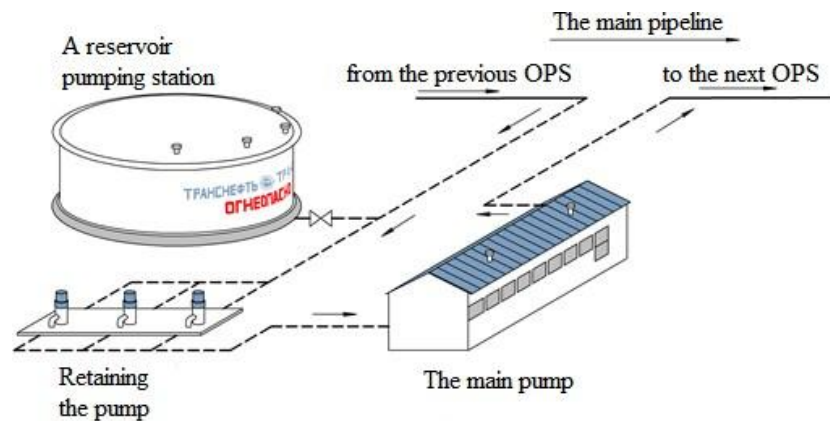


Figure 1.5 – Pumping with the connected reservoir

Pumping from pump to pump (Fig. 1.6) is carried out by disabled tanks of intermediate pumping stations. They are used only to receive oil from the pipeline in the event of accidents or repairs. At disabled tanks losses from evaporation are completely eliminated and, in principle, there is no need for retaining the pump, as used backwater, passed by the previous pumping station. However, the work of pumping station becomes dependent on the work of other stations.

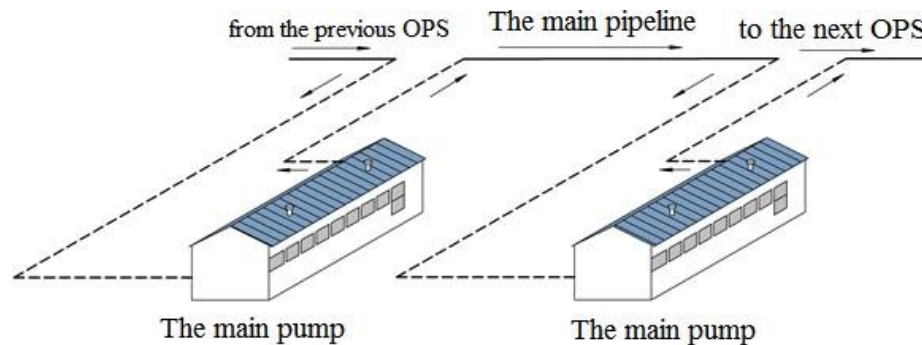


Figure 1.6 – Pumping from pump to pump

The first three of these pumping systems are a consequence of the use of piston pumps for oil transport, because when reservoirs are connected, it significantly reduces the impact of hydraulic shock on the pipeline. At using centrifugal pumps, the most preferable pumping system is from pump to pump, because it allows achieving full synchronization of the pump stations.

Thus, the pumping system of the pump and the main pump is the most widely used in the oil-intermediate stations located within operational areas. Oil transport with connected tank is used in oil pumping stations located on the borders of neighboring operational areas. Head pumping station is the main oil pipeline system always works according to the system of transfer station by station [10].

1.5. Equipment of pumping stations

The equipment of pumping stations is conditionally divided into main and supporting. Main equipment includes pumps and their drive and supporting equipment is necessary for the normal operation of the primary: power supply system, lubrication, heating, ventilation, etc.

- Pumps of oil trunk pipelines must meet the following requirements:
- large supply at a relatively high pressure;
- long-term reliability and continuous operation;
- simplicity of design and technology services;
- compactness;
- economy.

Centrifugal pumps have these qualities. Other types of pumps for pumping oil through pipelines are not currently used.

For normal operating conditions, in the main centrifugal pumps absolute pressure of oil pumping fluid at the inlet should be greater than the saturated vapor pressure. In case of violation of this condition cavitation begins. It is the formation vapor or gas bubbles in the liquid, leading to a sharp deterioration in the parameters of the pump or even complete failure of its work. Furthermore, subsequently falling into the higher pressure zone, bubbles collapse and this results in intensive erosion of the impeller blades. Therefore, for reliable and trouble-free operation of the main centrifugal pump it is required to ensure the necessary overpressure, which is usually generated by *the supporting charge pump* (in HOPS), or by the pressure transmitted from a previous pumping stations. Booster pump should have a good suction capacity, which is achieved due to relatively low

shaft speed and the use of special wheels upstream. Booster pumps should be installed as close as possible to the tank farm. To ensure the filling of the oil pump and reduce pressure losses in the suction line, booster pumps are often deepened.

For oil pumping via main pipelines a number of oil centrifugal pumps NM series (oil mainline) are developed that meet the following requirements:

- temperature pumping of -5 to 80 °C (268 ... 353 K);
- viscosity of oil pumping fluid up to $3 \cdot 10^4$ m²/s;
- content of mechanical impurities up to 0,06 %.

The range of the nominal flow of the main pump HM series is 125-10 000 m³/h (Annex A). The pumps with supply to 1250 m³/h are sectional (multi-stage) impellers with unilateral entry. Pumps with supply above 1250 m³/h are of single-stage helical type with double intake of liquid to the impeller. Sectional pumps have a low value of NPSH required that sometimes eliminates the use of retaining pump (when sufficient overpressure is created by the fill level of reservoirs from which evacuation is carried out).

For the main pumps with supply of 2,500 m³/h and more interchangeable rotors are designed with a capacity of 0,5; 0,7 and 1,25 of the nominal Q_n. The pump NM 1250-260 has a replaceable rotor pitch (0,7 and 1,25 Q_n). All pumps are normal series HM and available in a horizontal design. They have a single rotational speed of 3000 rev/min.

As retaining the normal range of pumps the pumps of NRM Series are used (oil mainline booster) and IVC Series (oil booster vertical), the technical characteristics of which are given in Annex B. For the newly designed main oil pipelines it is preferable to use a vertical booster pumps.

As a rule, the main pump units are connected in series under the scheme - 2-3 working pump plus one reserve. Selection of a connection scheme for retaining pumps depends on the nominal supply. If it meets the main feed pumps, then one working booster pump and one standby are installed. If the flow of the main pump does not deliver a booster pump, then the parallel connection of two working retaining pumps is used plus one standby. In this case, the nominal supply of

retaining pumps should be approximately two times smaller than the trunk. The total supply of working retaining pumps should correspond to the main feed pump.

The drive for the main and booster pumps are widely used asynchronous and synchronous motors. Depending on the design of electric motors, they are installed either in the same room with pumps, or in a room separated from the pump room with a fire wall [10].