

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

Институт природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы	
«Управление перекачкой товарной нефти по участку магистрального нефтепровода «Нефтеперекачивающая станция [REDACTED]»	

УДК 656.56

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4Б	Чаплин Игорь Евгеньевич		19.05.2016

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ТХНГ	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		19.05.2016

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ЭПР	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		19.05.2016

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ЭБЖ	Крепша Н.В.	к.г.-м.н., доцент		19.05.2016

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ИЯПР	Швагрукова Е.В.	к.ф.н., доцент		19.05.2016

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТХНГ	Рудаченко А.В.	к.т.н., доцент		19.05.2016

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

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»

профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Кафедра Транспорта и хранения нефти и газа

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ4Б	Чаплину Игорю Евгеньевичу

Тема работы:

«Управление перекачкой товарной нефти по участку магистрального нефтепровода
 «Нефтеперекачивающая станция _____»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 15.04.2016 г. №2950/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

19.05.2016 г.

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.).

Объект исследования – процесс перекачки нефти по магистральным нефтепроводам.

Предмет исследования – способы управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по магистральным нефтепроводам.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <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>	– анализ современных проблем транспортировки нефти; – анализ существующих способов управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по магистральным нефтепроводам; – расчет режимов перекачки и выбор оптимального для конкретного эксплуатационного участка магистрального нефтепровода.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	совмещенные напорно-расходные характеристики магистрального нефтепровода и насоса при различных способах регулирования их работы

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Шарф Ирина Валерьевна, доцент
«Социальная ответственность»	Крепша Нина Владимировна, доцент

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

«Oil transportation via main pipelines»
«Анализ способов управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по магистральным трубопроводам»
«Структура и функции диспетчерской службы для управления технологическими процессами транспорта товарной нефти в системе магистральных трубопроводов»
«Технологический расчет»
«Simulation and verification calculation of the centrifugal pump»

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	16.03.2016г
--	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ТХНГ	Чухарева Н.В.	к.х.н., доцент		16.03.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4Б	Чаплин Игорь Евгеньевич		16.03.2016

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ4Б	Чаплину Игорю Евгеньевичу

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на установку специального оборудования, необходимого для приготовления концентрата противотурбулентных присадок и его ввода в трубопровод
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД-23.040.00-КТН-254-10
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	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. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование перспективности применения противотурбулентных присадок в трубопроводном транспорте с целью снижения энергопотребления
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование бюджета на проведение мероприятия по приготовлению и вводу противотурбулентных присадок с помощью специальной установки
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Обоснование экономической эффективности внедрения противотурбулентных присадок с целью снижения энергопотребления

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Расчет затрат на приобретение ПТП
Расчет дополнительных затрат, связанных с применением ПТП

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2016
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент кафедры ЭПР	Шарф И.В.	к.э.н., доцент		16.03.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4Б	Чаплин Игорь Евгеньевич		16.03.2016

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ В АКЦИОНЕРНОМ ОБЩЕСТВЕ
ПРИ УПРАВЛЕНИИ ПЕРЕКАЧКОЙ
ТОВАРНОЙ НЕФТИ ПО МАГИСТРАЛЬНОМУ НЕФТЕПРОВОДУ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ4Б	Чапину Игорю Евгеньевичу

Институт		Кафедра	
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона)	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.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:	1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 1. Движущиеся механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Повышенный уровень электромагнитных излучений; 3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; 4. Пожаровзрывобезопасность.
2. Экологическая безопасность:	– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– 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.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	16.03.2016
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент каф. ЭБЖ	Крепша Н.В.	к.г.-м.н., доцент		16.03.2016

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ4Б	Чаплин Игорь Евгеньевич		16.03.2016

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 108 с., 27 рис., 13 табл., 37 источника, 2 прил.

Ключевые слова: товарная нефть, транспорт, магистральный нефтепровод, нефтеперекачивающая станция, режимы, оптимизация, насос, насосный агрегат.

Объектом исследования является процесс перекачки товарной нефти по магистральным нефтепроводам.

Цель работы: выбор оптимальных режимов перекачки нефти по участку магистрального нефтепровода с тремя нефтеперекачивающими станциями разной производительности.

В процессе исследования был проведен анализ современных проблем транспортировки нефти по магистральному нефтепроводу и анализ способов, позволяющих управлять объемом транспортируемой среды. Рассмотрены структура и функции диспетчерской службы магистрального нефтепровода.

Выполнен расчет режимов перекачки нефти, на основе которого выбраны оптимальные режимы эксплуатации участка магистрального нефтепровода [REDACTED] с учетом изменения параметров работы нефтеперекачивающих станций.

На основании полученных данных определено, что применение частотно-регулируемого привода позволит добиться требуемой подачи с меньшим количеством работающих насосных агрегатов, следствием чего будет сокращение расхода электроэнергии на перекачку транспортируемой среды, также применение частотно-регулируемого привода позволит увеличить производительность нефтепровода в сравнении с текущей. В случае сочетания метода регулирования «изменение частоты вращения ротора насоса» с регулированием, основанным на применении противотурбулентных присадок, станет возможно увеличить подачу при неизменном давлении и расходе электроэнергии.

Приведены мероприятия по защите от вредных и опасных факторов производственной среды, охране окружающей среды и защите в чрезвычайных ситуациях. Проведен расчет экономической эффективности способа управления перекачкой нефти при изменении параметров линейной части магистрального нефтепровода.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология перекачка нефти по магистральному нефтепроводу.

Область применения: трубопроводный транспорт нефти.

Экономическая эффективность/значимость работы. Применение частотно-регулируемого привода позволит увеличить объем транспортируемой среды и тем самым увеличить выручку. Применение противотурбулентных присадок при перекачке нефти для увеличения пропускной способности магистрального нефтепровода позволит увеличить объем перекаченной нефти и тем самым увеличить прибыль. Также применение противотурбулентных присадок позволит осуществлять перекачку нефти при снижении рабочего давления (ремонтные работы) при неизменной производительности, что позволит получить экономический эффект ввиду снижения энергопотребления.

Обозначения и сокращения

ГНПС – головная нефтеперекачивающая станция;

ГТУ – газотурбинная установка;

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;

СУ – система управления;

ТП – технологический процесс;

ЧРЭП – частотно-регулируемый электропривод;

ЭД – электродвигатель.

Оглавление

	Стр
Введение	9
1. Oil transportation via main pipelines	12
1.1. Modern problems of oil transportation by main pipelines	12
1.2. Classification of commercial oil	16
1.3. Main objects and construction of main oil pipelines	19
1.4. Technological transfer schemes	21
1.5. Equipment of pumping stations	24
2. Анализ способов управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по МН	27
2.1. Рациональные режимы работы МН при изменении параметров НПС	31
2.1.1. Методы «дискретного» регулирования при постоянной частоте вращения ротора насоса	31
2.1.1.1. Обточка (обрезка) рабочих колёс насосов по диаметру	31
2.1.1.2. Обточка (обрезка) рабочих колёс насосов по лопаткам	33
2.1.1.3. Изменение угла установки лопаток рабочего колеса насоса	34
2.1.1.4. Использование сменных рабочих колес насосов	35
2.1.1.5. Изменение числа и схемы соединения насосов	36
2.1.2. Методы «плавного» регулирования при постоянной частоте вращения ротора насоса	37
2.1.2.1. Дросселирование потока	37
2.1.2.2. Перепуск потока нефти (байпасирование)	40
2.1.2.3. Комбинирование насосных агрегатов	41
2.1.3. Методы «плавного» регулирования при переменной частоте вращения ротора насоса	42
2.1.3.1. Использование двигателя с изменяемой частотой вращения	45
2.1.3.2. Использование специальных регулирующих муфт	46
2.1.3.3. Использование ПЧ питающего переменного тока	52

2.2. Рациональные режимы работы МН при изменении параметров ЛЧ	53
2.2.1. Метод «дискретного» регулирования	53
2.2.1.1. Отключение участков МН	53
2.2.2. Метод «плавного» регулирования	54
2.2.2.1. Применение ПТП	54
3. Диспетчерская служба для управления ТП транспорта товарной нефти в системе магистральных трубопроводов	56
3.1. Структура и функции диспетчерской службы	56
3.2. Корректировка карт технологических режимов работы МН	59
4. Технологический расчет	60
4.1. Выбор рациональных режимов эксплуатации МН	60
4.2. Расчет рациональных режимов работы эксплуатационного участка НПС-1 – НПС-3 нефтепровода МН при постоянной частоте вращения ротора насоса	65
4.3. Расчет рациональных режимов работы эксплуатационного участка НПС-1 – НПС-3 нефтепровода МН при переменной частоте вращения ротора насоса	70
4.3.1. Алгоритм решения задачи оптимизации режимов перекачки товарной нефти по МН с НПС, оборудованными ЧРП	70
4.3.2. Решение задачи оптимизации режимов перекачки товарной нефти по конкретному МН с НПС, оборудованными ЧРП	73
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	77
5.1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности применения ПТП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	77
5.2. Экономический анализ применения ПТП	78
5.2.1. Экономическая эффективность ТП перекачки нефти с ПТП при увеличении пропускной способности магистрального трубопровода	78

5.2.2. Экономическая эффективность ТП перекачки нефти с ПТП при постоянном объеме перекачки нефти со снижением рабочего давления	80
5.3. Расчет экономической эффективности применения ПТП	81
5.4. SWOT – анализ	84
6. Социальная ответственность в акционерном [REDACTED] [REDACTED] при управлении перекачкой товарной нефти по магистральному нефтепроводу	85
6.1. Профессиональная социальная безопасность	85
6.1.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	86
6.1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды	92
6.2. Экологическая безопасность	96
6.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	98
6.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	99
Заключение	102
Список используемых источников	103
Приложение А	107
Приложение Б	108

ВВЕДЕНИЕ

Магистральные нефтепроводы предназначены для транспортировки нефти из районов ее добычи до потребителей. Мощности, потребляемые современными магистральными трубопроводами, стали соизмеримы с мощностью электростанций средних размеров. Даже незначительное уменьшение пропускной способности магистрального трубопровода приводит к значительным затратам или к нарушению ритмичной работы поставщиков и потребителей. Поэтому резко возросло значение учета и диспетчерского управления трубопроводами.

Сущность управления магистральным нефтепроводом, как и любым другим производством, заключается в принятии решений в процессе эксплуатации трубопроводного, резервуарного, энергетического и другого хозяйства, входящего в комплекс трубопроводного транспорта нефти.

Только при наличии достоверной и своевременно полученной в полном объеме информации об управляемом магистральном нефтепроводе может быть принято правильное решение. Полнота информации оказывает большое влияние на эффективность принимаемого решения, так как она позволяет найти рациональный вариант решения исходя из анализа конкретной производственной обстановки и накопленного опыта.

Основной задачей оперативно-диспетчерского персонала, управляющего магистральными нефтепроводами, является выполнение плановых объемов приема и сдачи нефти на основании графика транспортировки с обеспечением максимально-безопасной работы объектов магистральных нефтепроводов, соблюдением технологических регламентов по

					Управление перекачкой товарной нефти по участку магистрального нефтепровода «Нефтеперекачивающая станция [REDACTED]»								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата									
Разраб.		Чаплин И.Е.			Введение				Лит.	Лист	Листов		
Консульт.											9	108	
Руковод.		Чухарева Н.В.							НИ ТПУ зр.2БМ4Б				
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.											

их эксплуатации, а также снижением энергетических затрат на транспорт нефти.

Объект исследования. Процесс перекачки нефти по магистральным нефтепроводам.

Предмет исследования. Способы управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по магистральным нефтепроводам, что является актуальным вопросом любого трубопроводного транспорта для обеспечения необходимого объема транспортируемой среды грузополучателю.

Цель работы. Выбор оптимальных режимов перекачки нефти по участку магистрального нефтепровода с тремя нефтеперекачивающими станциями разной производительности.

Для реализации поставленной цели необходимо выполнить следующие задачи:

- 1) проанализировать современные проблемы транспортировки нефти и пути их решения;
- 2) проанализировать существующие способы управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по магистральным нефтепроводам;
- 3) провести технологический расчет режимов перекачки при постоянной и переменной частоте вращения ротора насоса и выбрать оптимальные для конкретного эксплуатационного участка магистрального нефтепровода.

Новизна и практическая значимость. С помощью программного комплекса [REDACTED] был произведен расчет режимов перекачки при постоянной и переменной частоте вращения ротора насоса и выбор оптимальных для конкретного эксплуатационного участка магистрального нефтепровода, что, помимо снижения энергозатрат на транспорт нефти, также позволит увеличить надежность и устойчивость работы нефтеперекачивающих станций и магистрального нефтепровода в целом.

Апробация выпускной квалификационной работы магистра.

Раздел ВКР по расчету и выбору оптимальных режимов перекачки был представлен в виде доклада на XIX Международном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых.

Раздел ВКР по обоснованию экономической эффективности применения противотурбулентных присадок в трубопроводном транспорте был представлен в виде доклада на VIII Международной научно-практической конференции молодых учёных.

Раздел ВКР по анализу способов управления перекачкой товарной нефти по магистральным нефтепроводам был представлен в виде доклада на XVIII Международном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых.

По результатам работы были опубликованы следующие статьи:

- Чаплин И.Е., Комлев И.М. Современные методы повышения пропускной способности трубопроводного транспорта // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVIII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 7-11 апреля 2014. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014 – Т. 2 – С. 521-522.
- Чаплин И.Е. Определение экономической эффективности применения противотурбулентных присадок в трубопроводном транспорте нефти // Актуальные проблемы науки и техники: материалы VIII Международной научно-практической конференции молодых учёных: в 3 т., Уфа, 16-18 ноября 2015. – Уфа: УГНТУ, 2015 – Т. 1 – С. 114-116.
- Чаплин И.Е. Оптимизация режимов перекачки углеводородной среды с учетом различных условий эксплуатации основного и вспомогательного технологического оборудования магистральных нефтепроводов при соблюдении оптимизации энергопотребления (В печати) // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 4-8 апреля 2016. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016.

					Введение	Лист
						11
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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 [REDACTED], 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.

					Управление перекачкой товарной нефти по участку магистрального нефтепровода «Нефтеперекачивающая станция [REDACTED]»							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Чаплин И.Е.			1. Oil transportation via main pipelines			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Чухарева Н.В.								12	108	
Консульт.								НИ ТПУ зр.2БМ4Б				
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.										

At present, [REDACTED] 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 [REDACTED], 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, first and 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 depend the reliability of the oil pipeline transport system. For this reason, the main oil pipelines management system must fully meet these requirements.

					1. Oil transportation via main pipelines	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		13

Main oil pipeline is a collection of pump stations and interconnecting pipelines (a linear part), 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 pipeline management 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 section of the main pipeline, 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 proceeds for the transportation of oil money is spent on electricity costs, goes to the consumption of the main pump

					1. Oil transportation via main pipelines	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

units. Thus, to reduce the cost of transportation of oil 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 carried out maintenance of equipment pumping stations 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 on it 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 pumps 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

					1. Oil transportation via main pipelines	Лист
						15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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

					1. Oil transportation via main pipelines	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

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	more than 830,0 to	more than 850,0 to	more than 870,0 to	more than
at 15 °C	833,7 and less	850,0 more than 833,7 to 853,6	870,0 more than 853,6 to 873,5	895,0 more than 873,5 to 898,4	895,0 more than 898,4
Yield fraction, % (minimum):					
to 200 °C	30	27	21	-	-
to 300 °C	52	47	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
1. Water content, % (no more)	0,5	0,5	1,0
2. Concentration of chloride salts, mg/l (no more)	100	300	900
3. Mass fraction of mechanical impurities, % (no more)	0,05		
4. Vapour pressure, Pa (no more)	66 700		

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

Table 1.3 – Types of commercial oil

Indicator	Normative index value for oil types	
	1	2
1. Mass fraction of hydrogen sulfide, g/t (no more)	20	100
2. 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 objects and construction of main oil pipelines

Pumped commercial oil in the main oil pipeline system originates in the supply 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 processing plants 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, their composition, typically does 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.

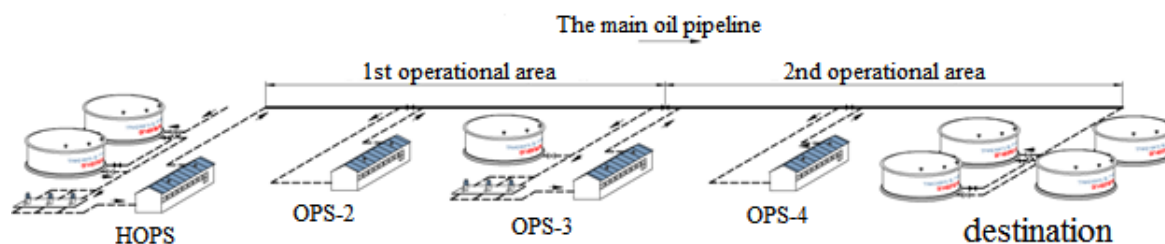


Figure 1.1 – Scheme of operational areas of the main oil pipeline [2]

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 linear 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;
- linear 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.;
- launchers are intended for cleaning the internal surface of the pipeline during the operation and for acceptance and in-line inspection rounds. They are placed at a distance of 300 km from each other and, as a rule, combined with the oil pumping stations. Launchers 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 launchers 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 corrosion (cathode, drainage) pipeline protection;
- lines for communication and power. 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. Technological transfer schemes

Transfer 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:

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

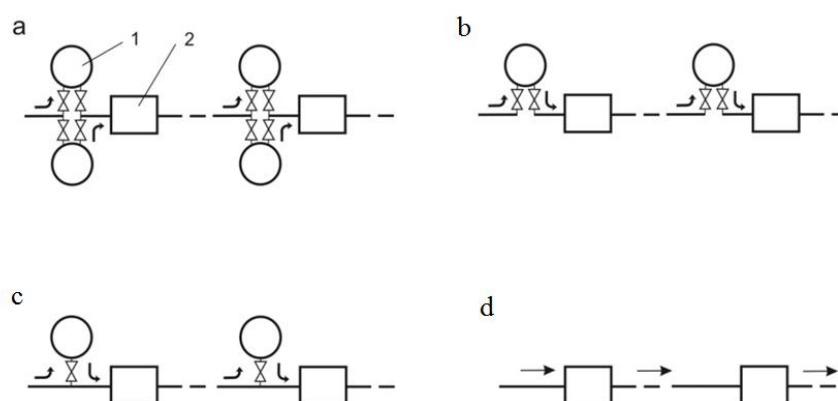


Figure 1.2 – Pumping schemes [1]:

a – by station; b – through the reservoir pumping station; c – with a connected reservoir; d – from the pump to the pump; 1 – reservoir; 2 – pumping station

When **pumping by station** (fig. 1.3) oil is alternately taken to one of the pumping station reservoir, 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.

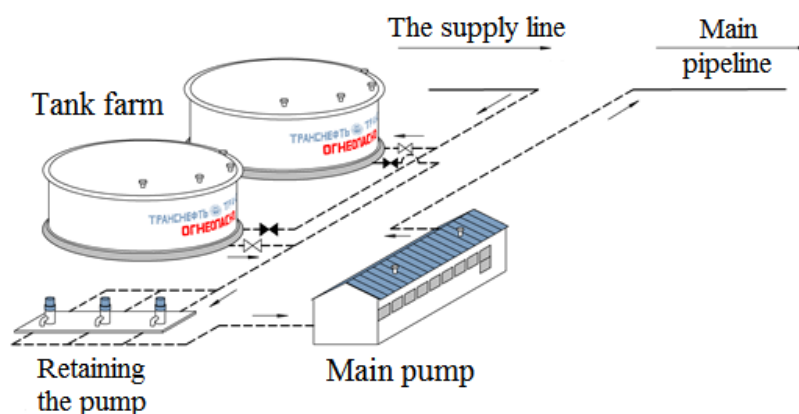


Figure 1.3 – Pumping by station [2]

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.

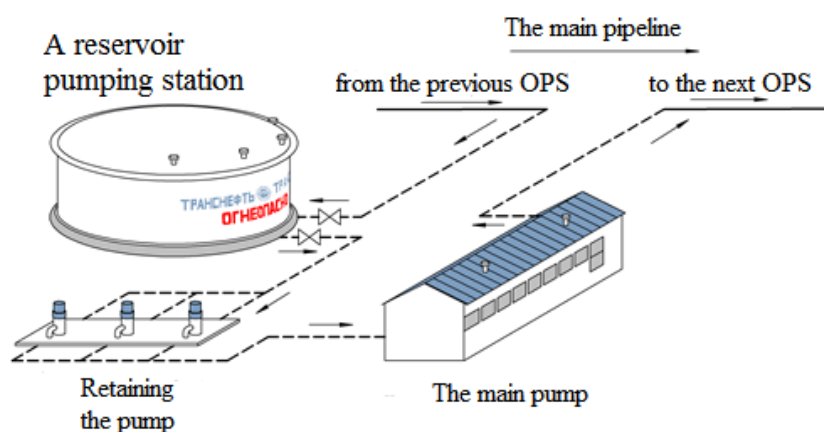


Figure 1.4 – Pumping through the reservoir [2]

At **pumping with the connected reservoir** (Fig. 1.5) oil does not pass through the oil reservoir, 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.

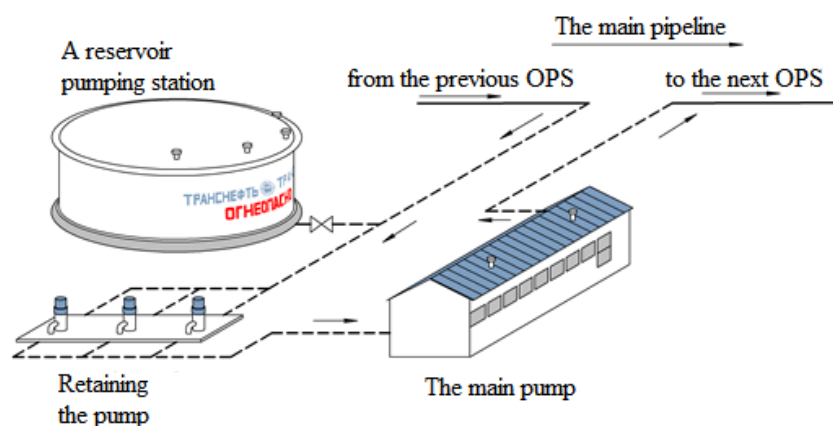


Figure 1.5 – Pumping with the connected reservoir [2]

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.

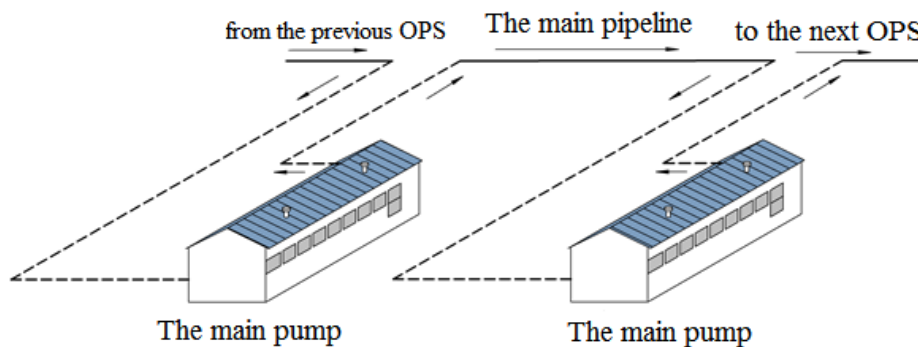


Figure 1.6 – Pumping from pump to pump [2]

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. Transfer 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, **the main centrifugal pumps** oil pumping fluid absolute pressure 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

					1. Oil transportation via main pipelines	Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

					1. Oil transportation via main pipelines	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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].

					1. Oil transportation via main pipelines	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. АНАЛИЗ СПОСОБОВ УПРАВЛЕНИЯ ПРИЕМОМ, ПОСТАВКОЙ НЕФТИ И ЕЕ ПЕРЕКАЧКОЙ ПО МН

При эксплуатации магистральных нефтепроводов (МН) существует потребность в изменении режимов его работы, что определяется следующими факторами:

- изменением реологических параметров нефти, ввиду влияния содержащихся в ней воды, парафина, растворенного газа и т.п., а также из-за влияния сезонных изменений температуры окружающей среды;
- переменной загрузкой нефтепровода вследствие большой динамики изменения работы поставщиков и потребителей нефти;
- плановыми или аварийными ремонтными работами, проводимыми вследствие повреждений на линейной части МН, срабатываний различных защит, отказов оборудования НПС;
- технологическими факторами, к которым относятся: отсутствие запасов на головной НПС, отключением электроснабжения на НПС, отсутствием свободной емкости на конечном пункте.

Некоторые из перечисленных факторов имеют систематический характер, другие – периодический. Оптимальное регулирование на МН, т.е. регулирование совместной работы НПС и линейной части МН, может быть достигнуто следующими методами:

- изменением количества работающих насосов;
- изменением схемы соединения насосов;
- изменением частоты вращения ротора насоса МНА (с помощью электромагнитных или гидравлических муфт, используя регулируемый электропривод, используя в качестве привода газовые или паровые турбины).

					Управление перекачкой товарной нефти по участку магистрального нефтепровода «Нефтеперекачивающая станция []»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чаплин И.Е.			2. Анализ способов управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по МН	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.					27	108
Консульт.						НИ ТПУ гр.2БМ4Б		
Зав. Каф.		Рудаченко						

- изменением параметров рабочего колеса магистрального насосного агрегата (МНА) с помощью конструктивных методов (применение сменных роторов, обточка колес, изменение конструкции лопаток рабочего колеса, изменение числа ступеней и т.д.);
- байпасированием соответствующих МНА (т.е. перепуском части потока рабочей жидкости из напорной линии во всасывающую линию);
- дросселированием потока нефти регулирующим органом (регулятором давления, регулирующей заслонкой, регулирующим клапаном, задвижкой) на выходе из насосной;
- использованием на одной НПС насосов с разными напорными характеристиками;
- применением противотурбулентных присадок.

Каждый из этих методов, в зависимости от поставленных конкретных задач, может использоваться и в сочетании с другими.

Согласно уравнению баланса напоров, расход в нефтепроводе формируется сам собой таким образом, чтобы суммарный напор, который развивается всеми работающими насосами, был равен напору, необходимому для осуществления перекачки нефти. По сущности, уравнение баланса напоров представляет собой математическую запись закона сохранения энергии в области транспорта нефти по МН. В графическом виде данное уравнение можно интерпретировать путем совмещения характеристик НПС и нефтепровода (рис. 2.1).

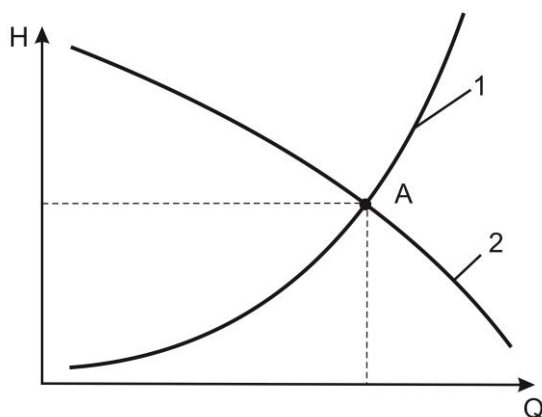


Рисунок 2.1 – Характеристики МН (1) и НПС (2) [10]

					2. Анализ способов управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по МН	Лист 28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Здесь кривая 1 является характеристикой нефтепровода, а кривая 2 – характеристикой напоров всех насосов, работающих на НПС. Точка А, образуемая в результате пересечения кривых 1 и 2, является рабочей точкой, характеризующей требуемые пропускную способность Q_A нефтепровода и напор H_A при заданных условиях перекачки. Равенство расхода нефти в нефтепроводе и подачи насосов, а также равенство созданных и требуемых напоров приводят к следующему выводу: перекачивающие станции и трубопровод составляют единую гидравлическую систему. Следовательно, при изменении режима работы НПС (отключение всей станции или части насосов) произойдет изменение режима нефтепровода в целом. Аналогично, при изменении гидравлического сопротивления нефтепровода, при замене труб на участках трассы, при включении резервных ниток, при изменении вязкости нефти и т.п., произойдут изменения в режиме работы всех НПС.

Количество перекачивающих станций, необходимое для транспортировки планового объема нефти, находится из выражения:

$$n_0 = \frac{H - n_{\Sigma} \times h_{\Pi}}{H_{СТ}}, \quad (2.1)$$

где n_0 – число перекачивающих станций на эксплуатационном участке нефтепровода;

n_{Σ} – число эксплуатационных участков;

H – напор трубопровода;

$H_{СТ}$ – напор, создаваемый насосными агрегатами на станциях;

h_{Π} – величина подпора станции.

В формуле (2.1) напор нефтеперекачивающей станции (НПС) определяется при эксплуатации роторов максимального диаметра из роторов, которые предусмотрены для данного типа насосов. Как правило, величина n_0 является дробной и требует округления. Если округлить в меньшую сторону, то напора НПС будет недостаточно, чтобы обеспечить плановую производительность $Q_{пл}$, и это приведет к необходимости использовать лупинги (вставки в трубопровод большего диаметра) или

применять противотурбулентные присадки, что весьма затратно и не всегда реализуемо.

Если величину n_0 округлить в большую сторону, то в трубопроводе установится расход, превышающий плановую производительность $Q > Q_{пл}$. В случае, если обеспечить такую производительность невозможно, необходимо снижать напоры НПС. Реализовать это можно с помощью следующих методов:

- установка сменных роторов;
- обточка рабочих колес насосного агрегата;
- отключение части насосов;
- уменьшение числа оборотов вала насоса.

Если отключить часть насосов, то напор на выходе из перекачивающей станции будет меняться на величину, кратную 200...300 метрам. Это может воспрепятствовать точной установке производительности нефтепровода на требуемое значение.

В случае установки сменных роторов, напор будет меняться также дискретно (ступенчато), но на меньшую величину – 20...30 метров на один магистральный насосный агрегат.

Применение обточки рабочего колеса насосного агрегата дает возможность настраивать насос на необходимый напор при заданной производительности, однако при изменении режима работы насоса этот метод является неэффективным. К тому же операция обточки рабочего колеса изменяет параметры насоса необратимо, и для возврата насоса к прежним параметрам необходимо покупать новое рабочее колесо, что весьма затратно.

Метод частотного регулирования является самым экономичным методом, так как регулировать величину напора можно плавно, строго на необходимое значение и без конструктивных изменений путем увеличения или уменьшения числа оборотов вала насоса или его электродвигателя в составе магистрального насосного агрегата.

Таким образом, регулирование режимов осуществляется изменением рабочих характеристик насосов – подачи и напора, причем регулировать работу

					2. Анализ способов управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по МН	Лист 30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

насоса можно как при постоянной частоте вращения ротора насоса, так и при переменной. Помимо регулирования режимов работы методами, направленными на изменение параметров НПС, регулирование можно осуществлять также методами, направленными на изменение параметром линейной части (ЛЧ). С другой стороны, все методы можно разделить на методы «дискретного» и «плавного» регулирования. Для методов «плавного» регулирования характерно изменение технологических параметров в широком диапазоне, а для методов «дискретного» регулирования характерно скачкообразное изменение технологических параметров. Рассмотрим различные методы регулирования для всех случаев.

2.1. Рациональные режимы работы МН при изменении параметров НПС

2.1.1. Методы «дискретного» регулирования при постоянной частоте вращения ротора насоса

2.1.1.1. Обточка (обрезка) рабочих колёс насосов по диаметру

Для изменения характеристики насоса часто применяется способ, основанный на изменении диаметра рабочего колеса насоса. Он осуществляется обточкой рабочего колеса по внешнему диаметру. Модификацией этого метода является установка в корпусе насоса сменных колес (роторов), рассчитанных на меньшую подачу [11].

В зависимости от коэффициента быстроходности n_s (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 $60 \leq n_s \leq 120$ допускается обрезка колес до 20 %, при $120 \leq n_s \leq 200$ – до 15 % и при $n_s = 200 \div 300$ – до 10 % [12].

При построении универсальной характеристики насоса с обрезанными колесами пользуются формулами:

					2. Анализ способов управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по МН	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

$$\frac{Q}{Q_1} = \frac{D_2}{D_2'}; \quad \frac{H}{H_1} = \left(\frac{D_2}{D_2'}\right)^2; \quad \frac{N}{N_1} = \left(\frac{D_2}{D_2'}\right)^3, \quad (2.2)$$

где Q , H , N и Q_1 , H_1 , N_1 – подача, напор, мощность насоса соответственно при номинальном наружном диаметре колеса насоса D_2 и при уменьшенном диаметре колеса D_2' (рис. 2.2).

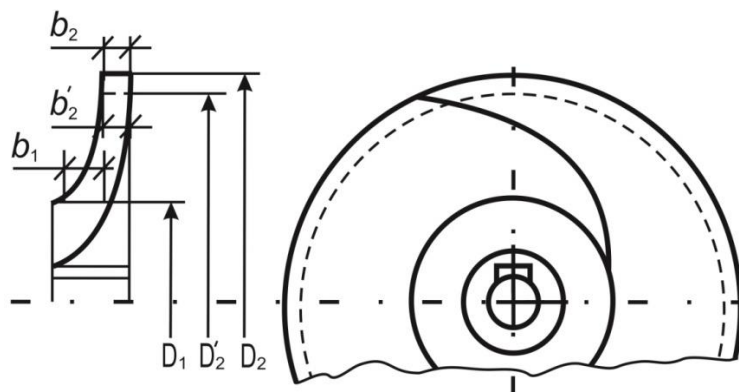


Рисунок 2.2 – Обрезка рабочего колеса центробежного насоса [10]

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.

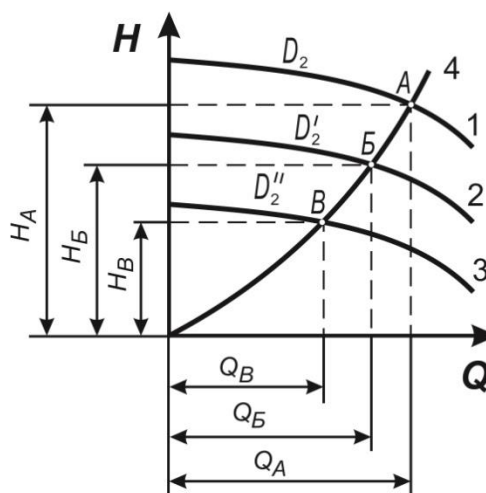


Рисунок 2.3 – Совмещенная характеристика нефтепровода (4) и насоса (1-3) при регулировании режима работы рабочего колеса [10]

На рисунке 2.3 приведена совмещенная характеристика трубопровода и насоса с обрезанными колесами. Кривые 1, 2, 3 построены на основании формулы (2.2). Пересечение характеристик Q - H насосов с обрезанными

колесами с кривой характеристики трубопровода определяет режимы работы (Б и В) с соответствующими значениями подач (Q_B и Q_V) и напоров (H_B и H_V). Диаметр обточенного колеса D_2' определяется по формуле:

$$D_2' = D_2 \times \sqrt{\frac{H_B + b \times Q_B^{2-m}}{a}}, \quad (2.3)$$

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].

Способ регулирования за счет обрезки рабочего колеса насоса может быть эффективно использован при установившемся на длительное время режиме перекачки, поскольку в первоначальное состояние рабочее колеса вернуть нельзя.

2.1.1.2. 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. 2.4). 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.

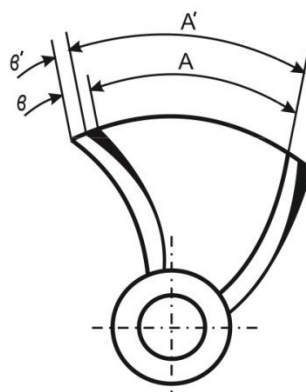


Рисунок 2.4 – Схема подрезки рабочего колеса по лопаткам [10]

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

2.1.1.3. 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].

Данный способ изменения характеристик насосов, как правило, применяют при конструировании сменных колес насосов.

Известен также способ изменения характеристик насосов применением поворотных направляющих лопаток. Однако конструктивно выполнить поворотные рабочие лопатки сложно, и надежность насоса уменьшается. В некоторых конструкциях насосов изменение характеристики рабочего колеса достигается перестановкой лопаток колеса в радиальном направлении.

2.1.1.4. 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. 2.5).

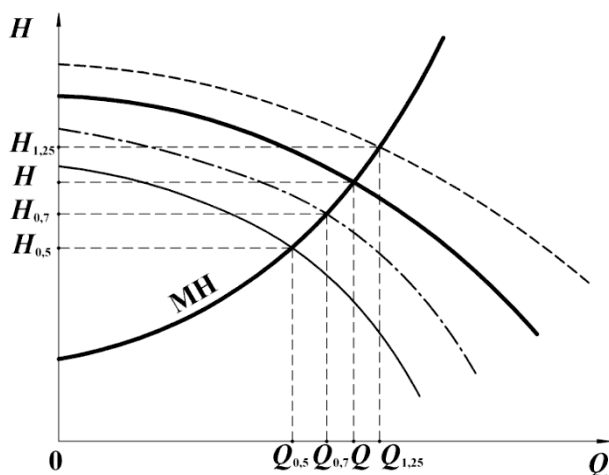


Рисунок 2.5 – Изменение параметров МН при использовании роторов с различной подачей [10]

Однако следует отметить, что КПД сменных колес ниже номинального для нормального ротора на 3 – 10 %, а с учетом отклонения от оптимального режима работы разница в КПД еще увеличивается.

Использовать сменные роторы 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. В настоящее время на одной НПС нередко установлены насосы одного типа, но с разными диаметрами роторов, что обеспечивает возможность более тонкого регулирования производительности нефтепровода при различных сочетаниях их включения.

2.1.1.5. Изменение числа и схемы включения насосов

Для регулирования работы системы «насосная – нефтепровод» можно изменять число работающих насосов или схему их соединения, а также изменять число работающих нефтеперекачивающих станций на магистральном нефтепроводе. Существуют последовательная и параллельная схемы соединения насосов. 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. Последовательное соединение насосов применяют для повышения напора насосной, а параллельную схему соединения насосов используют для резкого увеличения подачи нефти в трубопровод.

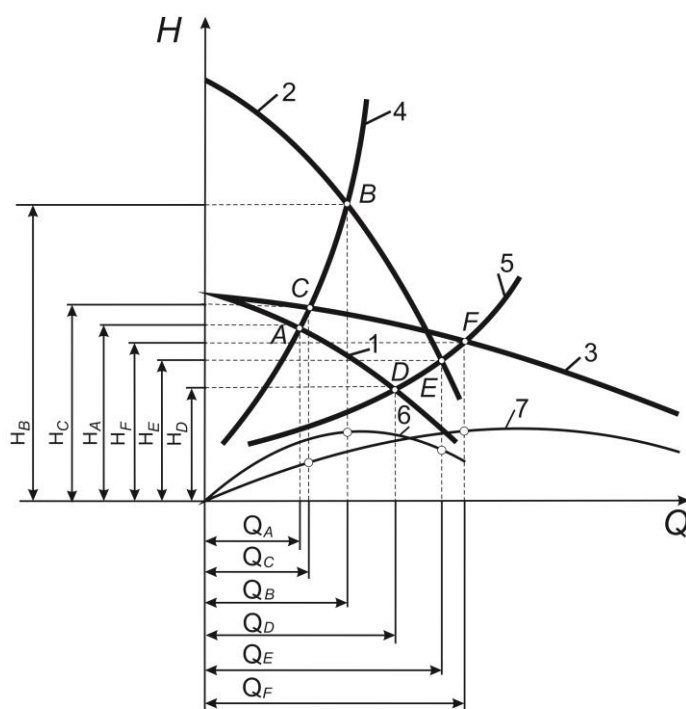


Рисунок 2.6 – Совмещенная характеристика МН и НПС при регулировании изменением числа и схемы включения насосов [10]:

1 – характеристика насоса; 2 – напорная характеристика НПС при последовательном соединении насосов; 3 – напорная характеристика НПС при параллельном соединении насосов; 4, 5 — характеристика трубопровода; 6 – (η

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

– Q) характеристика насоса при последовательном соединении; $7 - (\eta - Q)$ характеристика насоса при параллельном соединении.

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

По графическим построениям (рис. 2.6) видно, что последовательное соединение насосов целесообразно при работе на трубопровод с крутой характеристикой. В этом случае 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 ($Q_F > Q_E$, $H_F > H_E$, $\eta_F > \eta_E$).

На МН целесообразно использование последовательного соединения 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 агрегатов. Эта операция позволяет дискретно изменить суммарный развиваемый станциями напор на величину, кратную 200 – 300 метрам.

2.1.2. Методы «плавного» регулирования при постоянной частоте вращения ротора насоса

2.1.2.1. Дросселирование потока

Наиболее простым и часто применяемым методом регулирования работы насоса является уменьшение сечения напорного трубопровода, т.е. создание дополнительного сопротивления потоку жидкости, что достигается прикрытием регулирующего органа – регулятора или задвижки. При этом в результате

					2. Анализ способов управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по МН	Лист
						37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

увеличения гидравлического сопротивления в напорной линии насосной насос начинает работать с меньшей подачей и большим напором, а давление после регулирующего органа снижается. Поскольку каждой степени закрытия регулирующего органа соответствует определенная потеря напора, можно получить любой режим работы насоса вплоть до нулевой подачи. При отсутствии процесса дросселирования энергетические потери определяются перепадом давления на исполнительном механизме в полностью открытом состоянии и составляют 0,2 - 0,4% [14].

Рассмотрим регулирование методом дросселирования на примере магистрального нефтепровода с одной промежуточной нефтеперекачивающей станцией: изменение параметров магистрального нефтепровода достигается за счёт перекрытия регулирующей заслонки БРД НПС-2. При этом рабочая точка из положения P_1 смещается в точку P_2 и расход уменьшается с Q_1 до Q_2 (рис. 2.7). Суммарный напор, развиваемый всеми насосами, при этом увеличивается до $H_{факт}$, так как потери в трубопроводе увеличиваются на величину h_p – потерь на местных сопротивлениях в БРД (дросселируемый напор), что показано на рисунке 2.7 сплошным пунктиром. При этом суммарный полезный напор $H_{пол}$, который необходим для осуществления перекачки с расходом Q_2 по магистральному нефтепроводу будет меньше фактического, это связано с тем, что дополнительные потери h_p сосредоточены на НПС, тогда суммарную характеристику всех НПС можно изобразить двойным пунктиром. Из рисунка 2.7 видно, что напор на выходе НПС-2 $H_2^{noc}(Q_2) < H_2(Q_1) < H_2^{до}(Q_2)$.

Целесообразность применения метода можно характеризовать величиной КПД дросселирования $\eta_{др}$:

$$\eta_{др} = \frac{H_{пол}}{H_{факт}} = \frac{H_{пол}}{H_{пол} + h_p} = \frac{1}{1 - \frac{h_p}{H_{пол}}}. \quad (2.4)$$

где $H_{пол}$ – полезный напор, необходимый для ведения перекачки с расходом Q_2 ;

$H_{факт}$ – фактически затрачиваемый напор.

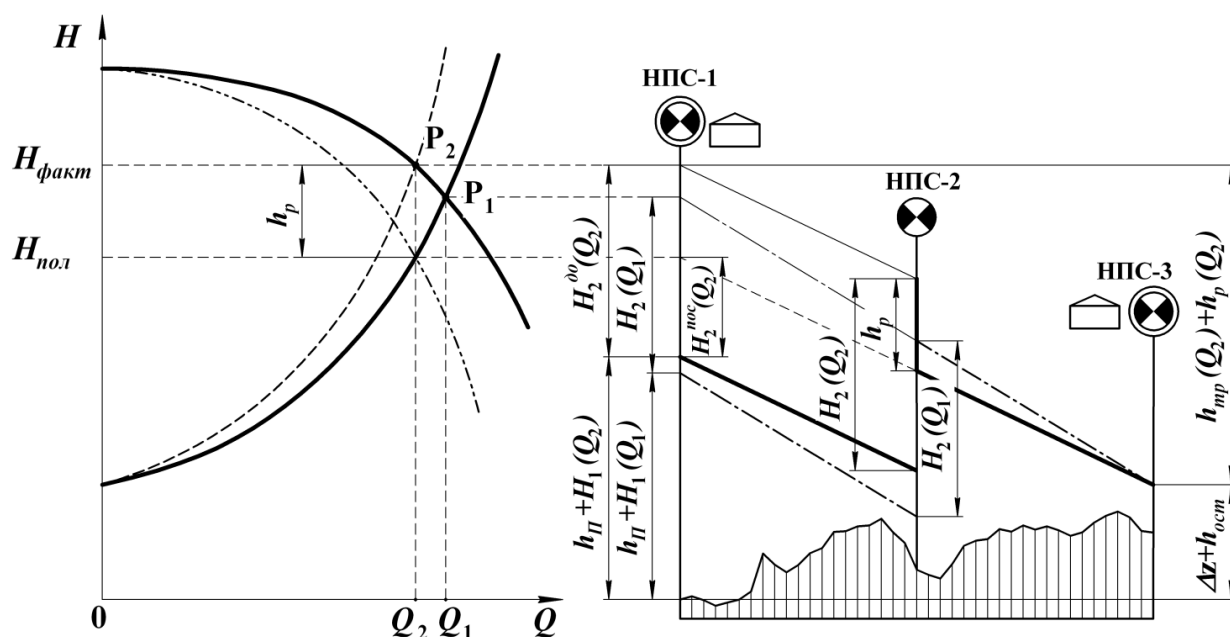


Рисунок 2.7 – Совмещённая характеристика и распределение напоров по трассе при регулировании дросселированием на промежуточной НПС [10]

С увеличением величины дросселируемого напора (потерь в БРД) h_p значение $\eta_{\text{ДР}}$ уменьшается. Полный коэффициент полезного действия насоса или НПС определяется произведением $\eta = \eta_n \cdot \eta_{\text{мех}} \cdot \eta_{\text{эл.дв}} \cdot \eta_{\text{ДР}}$.

Согласно [10] метод дросселирования уместно применять для насосов, имеющих пологую напорную характеристику, причём потери энергии на дросселирование не должны превышать 2% энергозатрат на перекачку.

Достоинством этого метода является то, что процесс дросселирования легко поддается автоматизации и дистанционному управлению и не требует установки специального дополнительного оборудования. Однако при этом методе регулирования снижается КПД насосов и увеличивается удельный расход электроэнергии.

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.

Кроме того, в работе [15] указывается, что изменять режим работы насоса с помощью дросселя на приемном трубопроводе не рекомендуется, так как это приводит к еще большему снижению КПД.

2.1.2.2. Перепуск потока нефти (байпасирование)

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 P_1 в P_2 (рис. 2.8). Изменяется расход перепускаемой жидкости и, следовательно, расход в магистрали, а энергия жидкости, проходящей по трубопроводу, теряется. Однако часть нефти, проходящей через насос, $Q_B = Q_3 - Q_2$ 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_2 .

КПД байпасирования составляет:

$$\eta_B = \frac{Q_2}{Q_3} = \frac{Q_2}{Q_2 + Q_B}. \quad (2.5)$$

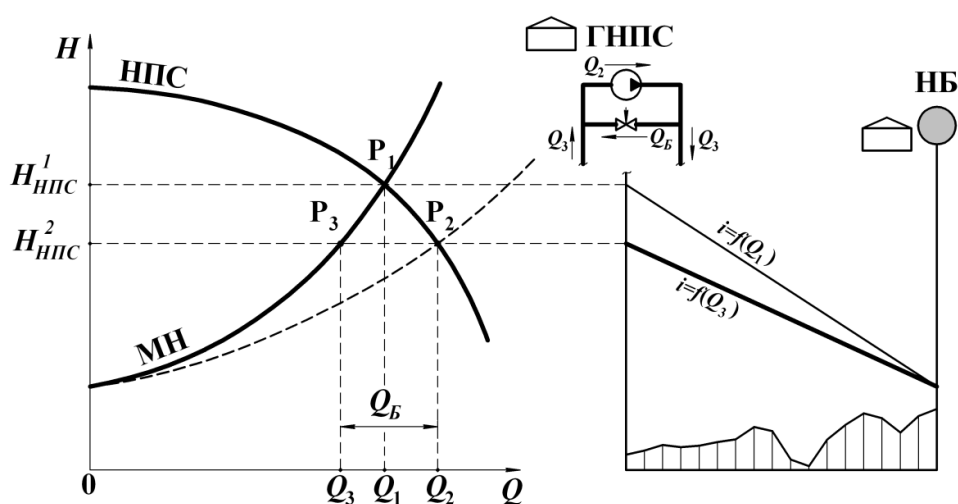


Рисунок 2.8 – Совмещённая характеристика МН и НПС и распределение напоров по трассе при регулировании байпасированием [10]

Метод регулирования байпасированием согласно [10] рекомендуется использовать в случае крутопадающих характеристик насосов. В таком случае этот метод будет экономичнее дросселирования.

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%.

2.1.2.3. 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.

2.1.3. Методы «плавного» регулирования при переменной частоте вращения ротора насоса

Для нефтепроводов особенно больших диаметров, сокращение расхода электроэнергии на перекачку, обеспечиваемое оптимальным регулированием в насосной, имеет большое народнохозяйственное значение. Методы регулирования, основанные на дросселировании напора и отключении

					2. Анализ способов управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по МН	Лист 42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

насосных агрегатов, весьма неэкономичны, в связи с чем все чаще применяют регулирование, основанное на изменении частоты вращения ротора насоса.

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 [16] 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, даются заводом-изготовителем и приводятся в паспорте насоса. В связи с применением

					2. Анализ способов управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по МН	Лист 43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

регулирования частоты вращения ротора насоса необходимо знать его новые параметры, т.е. пересчитывать характеристики насоса на различные частоты вращения, отличные от номинальных.

Принято считать, что при определенной частоте вращения в минуту n существует подобие течения в насосе, и получить характеристику этого насоса при любой другой частоте вращения n_1 можно, используя следующие зависимости:

$$\frac{Q}{Q_1} = \frac{n}{n_1}; \frac{H}{H_1} = \left(\frac{n}{n_1}\right)^2; \frac{N}{N_1} = \left(\frac{n}{n_1}\right)^3; \frac{\Delta h}{\Delta h_1} = \left(\frac{n}{n_1}\right)^2, \quad (2.6)$$

где $Q, H, N, \Delta h$ и $Q_1, H_1, N_1, \Delta h_1$ – подача, напор, мощность, кавитационный запас насоса соответственно при частоте вращения вала n и n_1 .

Характеристики H - Q (рис. 2.9) при заданной частоте вращения вала n, n_1, n_2 (кривые 1,2,3) строят по формуле (2.6). Пересечение этих кривых (точки A, B, B) с кривой характеристики трубопровода 4 определяет новые режимы с соответствующими значениями подач и напоров.

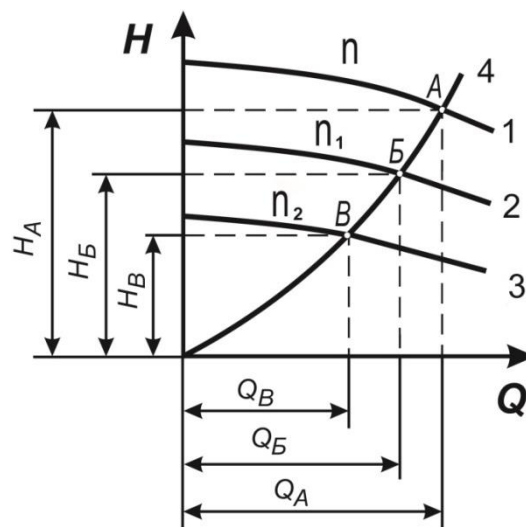


Рисунок 2.9 – Совмещенная характеристика нефтепровода и насоса при регулировании режима работы изменением частоты вращения вала [10]

Основное достоинство плавного регулирования электроприводов МНА – это возможность плавно регулировать производительность перекачки. Дополнительными положительными факторами являются:

- возможность снижения давления на входе промежуточных НПС до уровня минимальных давлений, установленных технологическими параметрами нефтепровода;
- плавный выход на расчетный режим перекачки, что увеличивает остаточный ресурс МН;
- увеличение срока службы ЭД и насосов за счет снижения динамических нагрузок при плавном частотном пуске ЭД;
- частичный отказ от применения на НПС сменных роторов и полностью отказ от обточки рабочих колес насосов;
- исключение простоя при замене роторов и связанных с заменой эксплуатационных затрат.

Наиболее употребительными техническими вариантами регулирования частоты вращения ротора насоса являются следующие:

- 1) использовать двигатель с изменяемой частотой вращения;
- 2) применять специальные регулирующие муфты;
- 3) использовать ПЧ питающего переменного тока.

2.1.3.1. Использование двигателя с изменяемой частотой вращения

В качестве двигателей с изменяемой частотой вращения могут использоваться паровые и газовые турбины, ДВС, электродвигатели постоянного тока, электродвигатели переменного тока с изменяющейся частотой вращения. Паровые и газовые турбины и Д наиболее удобны для регулирования частоты вращения ротора центробежного насоса, поскольку сами имеют регулируемую частоту вращения вала.

Двигатели внутреннего сгорания в нашей стране использовались в качестве приводов насосов магистральных нефтепроводов вплоть до 50-х годов. В отечественном нефтепроводном транспорте газотурбинные установки ПГНУ-2 использовались для увеличения производительности нефтепровода

					2. Анализ способов управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по МН	Лист 45
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Салават–Орск, эффективность их применения была также отмечена при перекачке по нефтепроводу Тенгиз–Новороссийск [17]. У газотурбинных установок, которые предназначены для предприятий нефтяной промышленности, конструкция топливной системы предполагает работу на 2-ух видах топлива – газообразном (природные и попутные газы) и жидком (дизельное топливо; керосин; подготовленная нефть). Как правило, насосы с приводом от газотурбинных установок включаются по параллельной схеме.

2.1.3.2. Использование специальных регулирующих муфт

Другим методом 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:

$$N_1 = N \times \eta, \quad (2.7)$$

где N_1 – мощность на ведомом валу;

N – мощность на ведущем валу;

η – КПД передачи.

					2. Анализ способов управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по МН	Лист 46
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Учитывая равенство крутящих моментов $M = M_1$, $M = 716 \text{ N/n}$, $M_1 = 716 \text{ N}_1/n_1$ имеем:

$$\eta = \frac{N_1}{N} = \frac{n_1}{n}, \quad (2.8)$$

где n и n_1 - число оборотов ведущего и ведомого валов.

Фактическое значение КПД муфты несколько меньше (учитывая потери в подшипниках, сальниках, дисковые и т.д.).

Регулирование режимов работы насоса осуществляется заданием скольжения муфты. Скольжение муфты, выраженное через частоту вращения:

$$S = \frac{n - n_1}{n}, \quad (2.9)$$

откуда КПД муфты скольжения $\eta = 1 - S$. Из последней формулы видно, что чем больше скольжение, тем меньше КПД насосной установки. Большое скольжение S соответствует значительному снижению частоты вращения ведомого вала. Таким образом, с увеличением диапазона регулирования частоты вращения эффективность применения гидромuft и электромагнитных муфт снижается.

Применение гидравлических передач и электромагнитных муфт для регулирования работы насосных магистральных нефтепроводов дает положительные результаты, если регулирование ведется в небольших пределах. С увеличением пределов регулирования КПД насосной установки снижается.

Достоинства электромагнитных муфт заключаются в следующем [18]:

- в приводах с электромагнитными муфтами глубина регулирования практически неограничена;
- автоматическое управление приводами с электромагнитными муфтами осуществляется достаточно просто, поскольку включение электропривода с электромагнитной муфтой возможно при полном и частичном возбуждении и не требует специальных подготовительных операций;
- электромагнитные муфты скольжения весьма надежны и требуют ревизии не чаще 1-2 раз в год.

Конструкция электромагнитной муфты включает в себя три основные части – статор 2 с обмоткой, к выводам которой подводится ток возбуждения, барабан 1, вращающийся в электромагнитном поле статора, и ротор 3 (рис. 2.10). Барабан служит ведомой, а ротор ведущей частью электромагнитной муфты. Между барабаном и статором и между ротором и барабаном имеются воздушные зазоры. Барабан разделен на две цилиндрические части металлическим магнитным барьером. Каждая часть принимает полярность того полюса статора, против которого она находится. Полюса ротора, вращающегося внутри барабана, выполнены подобно зубцам шестерни. Образующийся при прохождении тока в обмотках статора магнитный поток идет от одного полюса к другому, пересекая секции барабана и ротора. Силовые линии магнитного потока сходятся на внутренней поверхности барабана в более плотный пучок. Поскольку ротор вращается, магнитный поток значительной плотности скользит относительно барабана, создавая на его внутренней поверхности вихревые токи, что приводит к образованию магнитного поля, полярность которого противоположна полю статора. В результате взаимодействия полюсов ротора с полем вихревых токов барабана между ротором и барабаном возникает вращающий момент. Напряженность поля вихревых токов изменяется в зависимости от изменения магнитного потока и от амплитуды и частоты этих изменений. Амплитуда изменения магнитного потока зависит от тока возбуждения, а частота определяется скольжением барабана относительно ротора. При данной напряженности электромагнитного поля для постоянной нагрузки скольжение будет оставаться постоянным и соответствовать частоте, необходимой для создания поля вихревых токов, достаточного для передачи крутящего момента. При увеличении тока возбуждения скольжение уменьшается, поскольку амплитуда электромагнитного потока становится больше, а скорость ротора будет приближаться к скорости барабана.

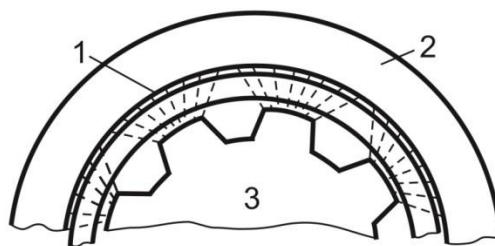


Рисунок 2.10 – Схема электромагнитной муфты [18]

Таким образом, регулирование частоты вращения насоса осуществляется при помощи изменения тока возбуждения, что позволяет передавать необходимый крутящий момент при желаемой частоте вращения.

На каждой станции устанавливаются специальные электронные регуляторы, связанные с системой регулирования частоты вращения электромагнитной муфты. Этими регуляторами контролируются давление на нагнетании насосной и напряжение электропитания двигателей. Если один из параметров достигнет установленного предела, то электронный регулятор изменит ток возбуждения и тем самым частоту вращения ротора насоса.

Ориентировочный срок окупаемости электромагнитной муфты составляет 3,5 года.

Эффективность регулирования с помощью электромагнитных муфт в сравнении с дросселированием видна из рисунка 2.11 [18].

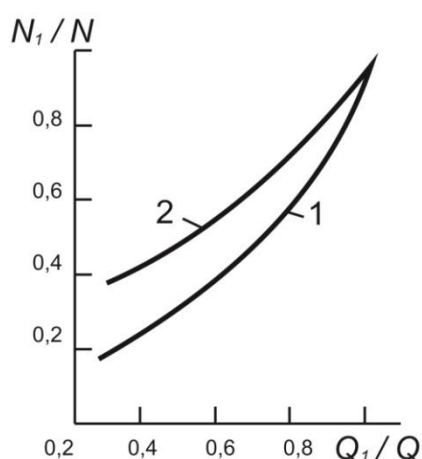


Рисунок 2.11 – Зависимость относительной мощности от относительной подачи при регулировании электромагнитной муфтой (кривая 1) и дросселировании (кривая 2) [18]

Широкое развитие за последнее время гидродинамических силовых передач (гидромуфты, гидротрансформаторы) позволяет использовать для целей регулирования пропускной способности нефтепровода гидродинамическую муфту. При этом существенно улучшается процесс регулирования в качественном отношении и достигается значительный технико-экономический эффект.

К особенностям работы гидромуфт следует отнести:

- независимое вращение ведомого и ведущего пала;
- плавное трогание с места и плавный разгон;
- отсутствие трущихся пар и вследствие этого практически отсутствие износа основных деталей;
- ограничение крутильных колебаний;
- бесшумность передачи;
- высокий КПД (0,96 – 0,98) при номинальном режиме;
- надежность в эксплуатации;
- простоту организации дистанционного и автоматического регулирования;
- устойчивую работу.

Гидромуфта (рис. 2.12) состоит из двух симметричных колес – ведущего 1 и ведомого 4, имеющих плоские радиальные лопатки. Внутренняя полость муфты заполнена рабочей жидкостью. При вращении ведущего вала связанное с ним ведущее колесо муфты вызывает вращение рабочей жидкости. Жидкость, в свою очередь, воздействует на ведомое колесо муфты, и таким образом происходит передача крутящего момента с ведущего вала двигателя на ведомый вал насоса. Регулирование частоты вращения ведомого вала с помощью гидромуфты осуществляется изменением скольжения гидромуфты. При этом могут быть применены следующие методы [19]: постепенное заполнение жидкостью проточной части гидромуфты; нагрузка гидромуфты в ту или иную сторону; использование специальной формы проточной части в процессе работы.

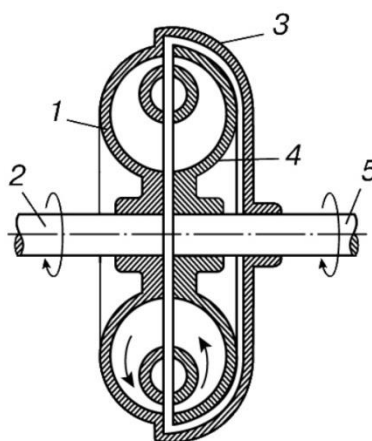


Рисунок 2.12 – Схема гидромукты [19]:

1 – ведущее колесо; 2 – ведущий вал; 3 – кожух; 4 – ведомое колесо; 5 – ведомый вал

Наибольшее распространение получило регулирование гидромукты заполнением. При регулировании за счет заполнения мукты для снижения частоты вращения часть рабочей жидкости сливается из круга циркуляции, для увеличения – дополнительно вводится в него. При уменьшении числа частоты вращения ведущего колеса КПД гидромукты снижается. Следует отметить, что размеры гидropередачи тем меньше, чем больше плотность рабочей жидкости.

Выпускаемые отечественной промышленностью гидромукты работают при передаче номинальной мощности со скольжением $S = 2-3\%$ и имеют КПД па номинальном режиме 0,95-0,96. При увеличении скольжения механический коэффициент гидropередачи падает, достигая значения 0,65 при скольжении 50%. В качестве рабочей жидкости могут применяться вода и минеральные масла. Хотя вода и имеет некоторые преимущества по сравнению с маслами (большие плотность, теплоемкость и коэффициент теплопередачи), но применение ее вызывает коррозию деталей гидромукты. Основное применение в качестве рабочей жидкости получили масла веретенное, машинное, осевое, турбинное, трансформаторное. Эти масла должны иметь температуру застывания не более -30°C , температуру при эксплуатации $70-80^{\circ}\text{C}$. Необходимо, чтобы изменение вязкости масла в зависимости от температуры

было незначительным, поскольку характеристики гидромуфты зависят от вязкости используемой жидкости.

Система регулирования гидромуфты позволяет быстро устанавливать необходимую частоту вращения ротора насоса с тем, чтобы понизить давление на приеме насосной. В том случае, когда нагрузка двигателя или давление на нагнетании насосной превысит установленный предел, насос автоматически останавливается.

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.

2.1.3.3. Использование ПЧ питающего переменного тока

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.

ПЧ выполняют плавный частотный пуск асинхронных и синхронных ЭД МНА до номинальной частоты вращения с последующим автоматическим переводом их на питание от промышленной сети 6-10 кВ, частоты 50 Гц. Таким образом, за счет снижения пускового тока снижается нагрузка на пускорегулирующую арматуру и электрическую сеть.

При выходе из строя ПЧ его система автоматики автоматически переключает ЭД на питание от промышленной сети независимо от его частоты вращения с целью поддержания определенного технологического режима перекачки.

Эффективность применения регулируемого электропривода МНА должна определяться с учетом, что добавочные потери электроэнергии на перекачку нефти при регулируемом электроприводе не должны превышать минимально возможных потерь электроэнергии на дросселирование [20].

К факторам, ограничивающим широкое применение частотно-регулируемого привода на НПС, относятся [17]:

- значительные дополнительные капитальные вложения в электрооборудование (особенно в электрооборудование ПЧ);
- значительные затраты на проведение монтажных и пусконаладочных работ;
- значительные ежегодные амортизационные отчисления на текущее обслуживание и ремонт.

2.2. Рациональные режимы работы МН при изменении параметров линейной части (ЛЧ)

2.2.1. Метод «дискретного» регулирования

2.2.1.1. Отключение участков МН

Дискретное регулирование характеристик линейной части является вынужденной мерой необходимой чтобы отсечь отдельные участки с целью

осуществления на них ремонтных работ, при этом гидравлическая характеристика трубопровода становится более крутой, следствием чего является снижение производительности магистрального нефтепровода. Отключение отдельных участков ведёт к ступенчатому изменению производительности магистрального нефтепровода.

2.2.2. Метод «плавного» регулирования

2.2.2.1. Применение ПТП

Для плавного регулирования характеристик в поток вводятся высокомолекулярные вещества – проиовотурбулентные присадки (ПТП).

Применение ПТП является эффективным методом снижения гидравлического сопротивления путем гашения турбулентных пульсаций. Явление гашения турбулентности в результате введения в поток малых добавок растворов высокомолекулярных веществ (полимеров) объясняется тем, что длинные цепи молекул полимеров вытягиваются вдоль потока и препятствуют развитию поперечных колебаний.

Результаты лабораторных экспериментов и промышленных испытаний показали следующее [4]:

- гидравлическое сопротивление может быть уменьшено ПТП только при развитом турбулентном течении, поскольку эффект их применения основан на гашении турбулентных пульсаций;
- тем больше положительный эффект снижения гидравлического сопротивления чем больше число Рейнольдса (увеличение турбулентности) и молярная масса присадки (увеличение длины молекул и следовательно увеличение энергии, которую присадка может аккумулировать в виде обратимых упругих деформаций);
- имеется оптимальное значение концентрации присадки, при котором эффект уменьшения гидравлического сопротивления максимален;

					2. Анализ способов управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по МН	Лист 54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

– после прохождения через промышленные насосы в результате разрушения длинных цепей макромолекул положительное действие присадки полностью прекращается;

– при введении жидкости в присадки, порявляющие неньютоновские свойства, их реологические параметры ухудшаются, что приводит к увеличению гидравлического сопротивления и пусковых давлений.

Математически действие присадки можно описать при помощи универсального закона сопротивления [4]:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 0,88 \times \ln(A(\theta) \times Re \times \sqrt{\lambda}) - 3,745, \quad (2.10)$$

где $A(\theta)$ – числовой коэффициент, зависящий от концентрации θ (г/т) присадки в транспортируемой нефти. При отсутствии присадки, то есть при $\theta=0$, $A(\theta)=28$.

В результате обработки нефти противотурбулентной присадкой величина коэффициента $A(\theta)$ увеличивается. Зависимость $A(\theta)$ от концентрации присадки θ (в г/т) является эмпирической и задается либо таблично, либо в виде функции:

$$A(\theta) = A_0 \times \theta^{K_0}, \quad (2.11)$$

где A_0 , K_0 – эмпирические коэффициенты (см. табл. 2.1) [4].

Таблица 2.1 – Эмпирические коэффициенты ПТП

Наименование присадки	Фирма/страна	A_0	K_0
CDR-102	Dupon–Conoco/ США	1,48	1,24
NECCAD-547	Neste/Финляндия	0,407	1,29

Для того, чтобы увеличить производительность перекачки до плановой, необходимо, чтобы на части длины трубопровода коэффициент гидравлического сопротивления λ_L был уменьшен.

3. ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ ТП ТРАНСПОРТА ТОВАРНОЙ НЕФТИ В СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

3.1. Структура и функции диспетчерской службы

Управление технологическим процессом приема, поставки и перекачки нефти производится диспетчерскими службами:

- ЦДУ [REDACTED] – центральным диспетчерским пунктом (ЦДП);
- ОАО МН – территориальным диспетчерским пунктом (ТДП);
- РНУ ОАО МН – районным диспетчерским пунктом (РДП);
- на уровне технологических объектов – оперативным персоналом НПС, ПСП, нефтебаз – местными диспетчерскими пунктами (МДП).

Диспетчеризация процесса перекачки нефти [REDACTED]

[REDACTED]

Основными задачами диспетчерских служб являются:

1. Управление и контроль по обеспечению технологических процессов приема, хранения, перекачки и поставок нефти в пределах, установленных границ ответственности с учетом утвержденных технологических карт режимов работы нефтепроводов.
2. Оперативный контроль технического состояния нефтепроводов, резервуаров и технологического оборудования в пределах установленных

					Управление перекачкой товарной нефти по участку магистрального нефтепровода «Нефтеперекачивающая станция [REDACTED]»		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.	Чаплин И.Е.				3. Диспетчерская служба для управления ТП транспорта товарной нефти в системе магистральных трубопроводов	Лит.	Лист
Руковод.	Чухарева Н.В.						56
Консульт.							108
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.					НИ ТПУ гр.2БМ4Б	

- учет движения нефти по нефтепроводам, резервуарным паркам, приемо-сдаточным пунктам с составлением двухчасовых сводок и передачей информации в ЦДП;
- контроль качества нефти;
- обеспечение оптимальных технологических режимов и контроль основных параметров работы МН;
- контроль порядка и режимов пропуски средств очистки и диагностики;
- контроль за переключениями на линейной части МН;
- контроль за ходом выполнения плановых работ;
- контроль за ходом выполнения аварийно-восстановительных работ.

Районный диспетчерский пункт (РДП) осуществляет:

- оперативное планирование и управление приемом, поставкой нефти по приемо-сдаточным пунктам, нефтебазам, портам, НПЗ, ж/д эстакадам, перекачкой нефти в пределах технологического участка МН;
- учет движения нефти по нефтепроводам, резервуарным паркам, приемо-сдаточным пунктам с составлением двухчасовых сводок и передачей информации в ТДП;
- контроль качества нефти и технологических параметров ее перекачки;
- контроль порядка и режимов пропуски средств очистки и диагностики;
- контроль и производство переключений на линейной части МН;
- контроль за ходом плановых работ;
- контроль за ходом выполнения аварийно-восстановительных работ.

Местный диспетчерский пункт (МДП) осуществляет:

- учет движения нефти по нефтепроводам, резервуарным паркам, приемо-сдаточным пунктам с составлением двухчасовых сводок и передачей информации в РДП;
- контроль качества нефти и технологических параметров ее перекачки;
- обеспечение запуска и контроль режимов пропуски средств очистки и диагностики на участках МН;

- производство переключений на технологических трубопроводах НПС, линейной части МН;
- регистрация нарядов-допусков;
- контроль хода ремонтных или аварийно-восстановительных работ.

3.2. Корректировка карт технологических режимов работы МН

Управление ТП транспорта нефти осуществляют на основании карт технологических режимов работы МН, которые включают в себя технологические режимы работы МН, рассчитанные для производительностей в интервале от минимальной до максимально-возможной производительности, исходя из технического состояния трубопровода и оборудования, находящегося в постоянной эксплуатации, а также физических свойств транспортируемой нефти.

Карты технологических режимов работы МН и карты переходных режимов МН пересматриваются и переутверждаются:

- при вводе в эксплуатацию, выводе из эксплуатации НПС;
- при замене МНА на МНА других типов и марок;
- при замене рабочих колес МНА на колеса с другими Q-H характеристиками;
- при изменении допустимых рабочих давлений на НПС.

Переутверждение производится в том же порядке, как и утверждение. При отклонении параметров расчетных технологических и переходных режимов от фактических, по результатам ежедневного контроля, готовят корректировку расчетов, выполняют анализ причин несоответствия технологических параметров работы МН и представляют их главному инженеру ОАО МН на рассмотрение.

По результатам рассмотрения представленных материалов, главный инженер утверждает откорректированные технологические и переходные режимы работы нефтепровода, которые вносятся в карту режимов и карту переходных режимов МН.

					3. Диспетчерская служба для управления ТП транспорта товарной нефти в системе магистральных трубопроводов	Лист 59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

4.1. Выбор рациональных режимов эксплуатации МН

Несмотря на существование множества возможных режимов эксплуатации нефтепроводов, использовать необходимо те из них, которые обеспечивали бы плановую транспортировку нефти за плановое время с наименьшими затратами электроэнергии.

Режим работы нефтепровода определяется из решения системы уравнений, отражающих характеристику НПС и гидравлическую характеристику трубопровода:

$$\begin{cases} H_{TP} = \sum_{j=1}^n (1,02 \times h_{\tau j} + \Delta z_j) + H_{ост} \\ H_{НПС} = h_{ПН} + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{n_{МНj}} f_{jk} \times h_{МН jk} \end{cases} \quad (4.1)$$

где H_{TP} – напор, который необходим чтобы преодолеть гидравлическое сопротивление трубопровода, разность геодезических отметок и создать остаточный напор в конце эксплуатационного участка;

$H_{НПС}$ – напор, развиваемых всеми работающими МНА при заданном режиме перекачки;

n – число линейных участков (НПС);

$1,02$ – коэффициент, учитывающий местные сопротивления на линейном участке;

$h_{\tau j}$ – потери напора на трение на j -м линейном участке трубопровода;

Δz_j – разность геодезических отметок на j -м линейном участке;

					Управление перекачкой товарной нефти по участку магистрального нефтепровода «Нефтеперекачивающая станция [REDACTED]»					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Чаплин И.Е.			4. Технологический расчет			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Чухарева Н.В.							60	108
Консульт.								НИ ТПУ гр.2БМ4Б		
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.								

H_{OCT} – остаточный напор на конечном пункте трубопровода;

$h_{ПН}$ – напор, развиваемый подпорными насосами;

$n_{МНj}$ – число магистральных насосов, установленных на j -ой НПС;

f_{jk} – индекс состояния k -ого МНА j -ой НПС ($f_{jk} = 1$ при работающем насосе и $f_{jk} = 0$ при остановленном насосе);

$h_{МНjk}$ – напор, развиваемый k -м МНА j -ой НПС.

Потери напора на трение можно определить по одному из нескольких известных методов, например, по формуле Лейбензона.

Для выполнения технологического расчета с применением ЭВМ рабочие характеристики насосов $h(Q)$ и $\eta_n(Q)$ могут быть представлены в виде полиномов:

$$h = a_0 + a_1 \times Q + a_2 \times Q^2 \quad (4.2)$$

$$\eta_n = k_0 + k_1 \times Q + k_2 \times Q^2 \quad (4.3)$$

где a_i и k_i – коэффициенты аппроксимации.

Напор на выходе c -ой НПС определяется из соотношения:

$$H_{НПСс} = \Delta H_c + H_{МНс}, \quad (4.4)$$

где ΔH_c – подпор на входе c -ой НПС;

$H_{МНс}$ – напор, создаваемый работающими насосами c -ой НПС:

$$H_{МНс} = \sum_{k=1}^{n_{МНс}} f_{ck} \times h_{МНck}. \quad (4.5)$$

Подпор на всасывающей линии c -ой НПС определяется как разность между напорами, создаваемыми $(c-1)$ -ой НПС и потерями в трубопроводе, состоящем из $(c-1)$ линейных участков:

$$\Delta H_c = h_{ПН} + \sum_{j=1}^{c-1} \sum_{k=1}^{n_{МНс}} f_{jk} \times h_{МНjk} - \sum_{j=1}^{c-1} (1,02 \times h_{\tau j} + \Delta z_j). \quad (4.6)$$

Напоры на всасывании и нагнетании c -ой НПС должны удовлетворять условию, накладываемому ограничениями по минимально допустимому подпору $\Delta H_{min c}$ и максимальному напору $H_{НПС max c}$:

$$H_{НПСс} \leq H_{НПС max c} \quad (4.7)$$

$$\Delta H_c \geq \Delta H_{\min c} \quad (4.8)$$

Энергозатраты характеризуются величиной активной потребляемой мощности электродвигателя насоса, определяемой из соотношения:

$$N_{\text{ПОТР}} = \frac{Q \times \rho \times g \times h}{\eta_n \times \eta_{\text{эл}} \times \eta_{\text{мех}}}, \quad (4.9)$$

где ρ – расчетная плотность нефти;

g – ускорение свободного падения;

h – напор, развиваемый насосом при подаче Q ;

$\eta_n, \eta_{\text{эл}}, \eta_{\text{мех}}$ – значения КПД насоса, электродвигателя и механической передачи соответственно.

КПД насоса вычисляется по формуле:

$$\eta_n = c_0 + c_1 \cdot Q + c_2 \cdot Q^2, \quad (4.10)$$

где c_0, c_1, c_2 – эмпирические коэффициенты;

Q – безразмерная подача насоса, численно равная Q .

КПД электродвигателя наиболее точно может быть найден по его характеристике. Если таких данных нет, то $\eta_{\text{эл}}$ находится с учетом потери мощности электродвигателя по формуле:

$$\eta_{\text{эл}} = \left[1 + \frac{(1 - \eta_{\text{ном}})}{2\eta_{\text{ном}}k_3} (1 + k_3^2) \right]^{-1}, \quad (4.11)$$

где $\eta_{\text{ном}}$ – КПД электродвигателя при номинальной нагрузке, $\eta_{\text{ном}} = 0,96 \dots 0,98$;

k_3 – коэффициент загрузки электродвигателя, равный отношению мощности на валу электродвигателя N_e к его номинальной мощности $N_{\text{ном}}$, $k_3 = N_e / N_{\text{ном}}$;

N_e – мощность на валу электродвигателя (определяется по формуле 4.9 без учета $\eta_{\text{эл}}$);

$N_{\text{ном}}$ – номинальная мощность электродвигателя.

Для каждого из вариантов включения насосов на НПС определяется сумма потребляемой мощности для всех насосов, включенных в работу. Критерием оценки эффективности режимов перекачки являются удельные

затраты энергии на транспортирование 1 тонны нефти при рассматриваемом режиме:

$$E_{уд} = \frac{1}{\rho \times Q} \left[\sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^{n_{МНj}} (f_{jk} \times N_{ПОТР\ МН\ jk}) + N_{ПОТР\ ПН} \right], \quad (4.12)$$

где $N_{ПОТР\ ПН}$ – мощность, потребляемая электродвигателями подпорных насосов головной НПС;

$N_{ПОТР\ МН\ jk}$ – то же для электродвигателей k -ых магистральных насосов j -той НПС;

$n_{МНj}$ – общее число работающих основных насосов на станциях;

ρ – расчетная плотность нефти.

Найденные для всех возможных режимов работы нефтепровода величины $E_{удj}$ наносятся на график в зависимости от Q_j , и через минимальные значения $E_{уд}$ при $Q_j = \text{const}$ строится огибающая линия. Тем самым выявляется множество рациональных режимов эксплуатации нефтепровода.

Дальнейшие расчеты выполняются следующим образом. Пусть задан плановый объем перекачки $V_{пл}$ в течение некоторого времени $T_{пл}$. Следовательно, средняя производительность перекачки в течение планового периода времени составит $Q = V_{пл} / T_{пл}$. Поскольку, как правило, найденная величина Q не совпадает ни с одним из рациональных режимов, то обеспечить плановый объем перекачки возможно только при циклической перекачке на двух режимах, удовлетворяющих условию:

$$Q_1 < Q < Q_2,$$

где Q_1, Q_2 – производительность трубопровода при ближайшем рациональном режиме перекачки соответственно слева и справа от величины Q .

Время работы нефтепровода на двух выбранных режимах определяется из решения системы уравнений:

$$\begin{cases} Q_1 T_1 + Q_2 T_2 = V_{пл}, \\ T_1 + T_2 = T_{пл}. \end{cases} \quad (4.13)$$

Откуда:

$$T_1 = \frac{T_{пл} \times Q_2 - V_{пл}}{Q_2 - Q_1}, \quad (4.14)$$

$$T_2 = \frac{V_{пл} - T_{пл} \times Q_1}{Q_2 - Q_1}. \quad (4.15)$$

Продолжительность работы нефтепровода на каждом из этих режимов с учетом $V_{пл} = Q \cdot T_{пл}$ составляет:

$$T_1 = T_{пл} \frac{Q_2 - Q}{Q_2 - Q_1}, \quad (4.16)$$

$$T_2 = T_{пл} \frac{Q - Q_1}{Q_2 - Q_1}, \quad (4.17)$$

а удельные затраты электроэнергии:

$$\begin{aligned} E_{уд} &= \frac{1}{V_{пл}} (E_{уд1} \times Q_1 \times T_1 + E_{уд2} \times Q_2 \times T_2) = \frac{E_{уд1} \times Q_1 \times T_1 + E_{уд2} \times Q_2 \times T_2}{Q \times T_{пл}} \\ &= \frac{E_{уд1} \times Q_1 \times (Q_2 - Q) + E_{уд2} \times Q_2 \times (Q - Q_1)}{Q \times (Q_2 - Q_1)}. \end{aligned} \quad (4.18)$$

В интервале расходов от Q_1 до Q_2 суммарные удельные энергозатраты, определяемые из выражения (4.18), изменяются по закону гиперболы (рис. 4.1).

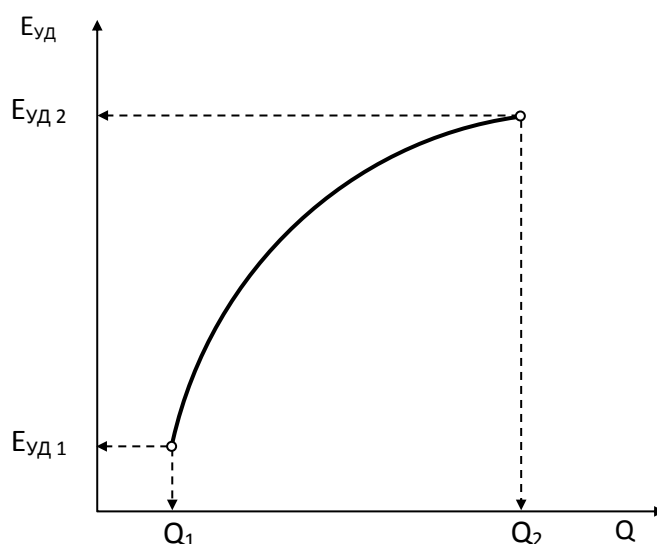


Рисунок 4.1 – Зависимость удельных энергозатрат от расхода перекачиваемой нефти [10]

Затем из множества возможных расчетных режимов перекачки необходимо выделить рациональные режимы, характеризующиеся наименьшими энергозатратами. Очевидно, что такие режимы будут принадлежать кусочно-выпуклой линии, которая ограничивает область возможных режимов, и являться ее узловыми точками (рис. 4.2) [10].

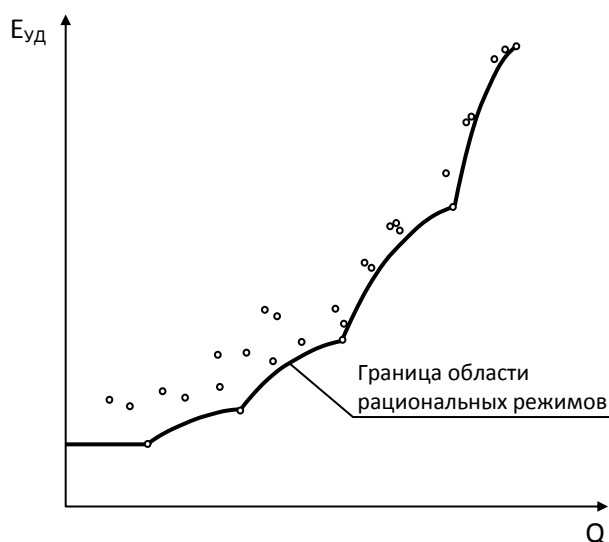


Рисунок 4.2 – Определение границы области рациональных режимов [10]

Левой границей кусочно-выпуклой линии будет режим, имеющий наименьшую величину удельных энергозатрат на перекачку. Значения остальных узловых режимов будут определяться из условия:

$$\left(\frac{dE_{уд}}{dQ} \right)_{min} = \left[(E_{уд2} - E_{уд1}) \frac{Q_2}{Q_1 \times (Q_2 - Q_1)} \right]_{min}. \quad (4.19)$$

Таким образом, параметры циклической перекачки, отвечающие наименьшим энергозатратам, будут определяться из условия работы нефтепровода на двух ближайших узловых режимах, принадлежащих граничной линии.

4.2. Расчет рациональных режимов работы эксплуатационного участка [REDACTED] при постоянной частоте вращения ротора насоса

С увеличением числа нефтеперекачивающих станций и типов применяемых роторов МНА значительно увеличивается и количество возможных режимов перекачки. Ввиду этого искать рациональные режимы следует используя ЭВМ при помощи специальных программ, в основу которых заложен алгоритм расчета режимов работы.

Примером такой программы служит программный комплекс [REDACTED] (рис. 4.3), который позволяет осуществлять расчеты показателей режимов при различных сочетаниях работающих МНА, при этом учитывая все технологические ограничения. [REDACTED]

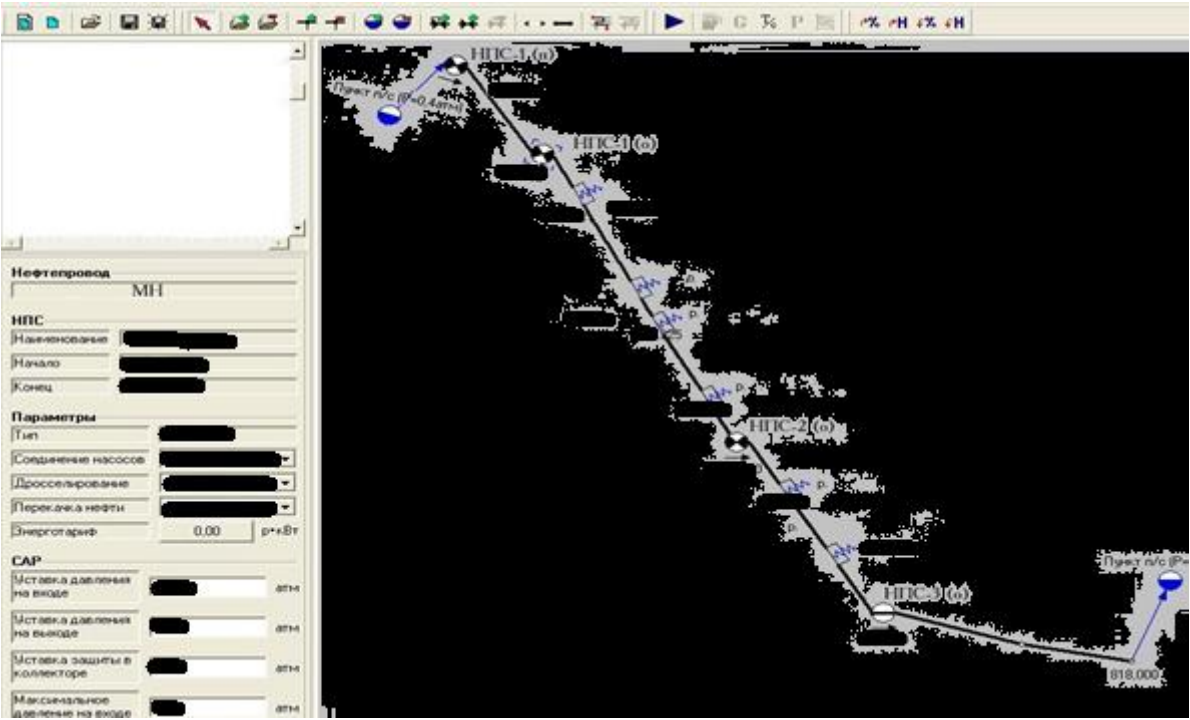


Рисунок 4.3 – [REDACTED]

- 1) задаются характеристики перекачиваемой нефти, параметры линейной части, число и характеристики, установленных МНА на каждой НПС;
- 2) задаются ограничения на работу насосных агрегатов по давлениям и максимальной мощности электродвигателей;

3) задаются карты работы МНА с указанием числа и типа работающих агрегатов на каждой НПС;

4) определяется производительность трубопровода на каждом режиме с проверкой по всем технологическим ограничениям и выявлением перевальных точек на линейных участках;

5) выбирают из числа возможных режимов те, которые обладают наименьшими удельными энергозатратами и располагаются в узлах огибающей кусочно-выпуклой кривой;

6) на основании плана перекачки выявляют два режима для циклической перекачки, для которых определяют время работы и удельные энергозатраты.

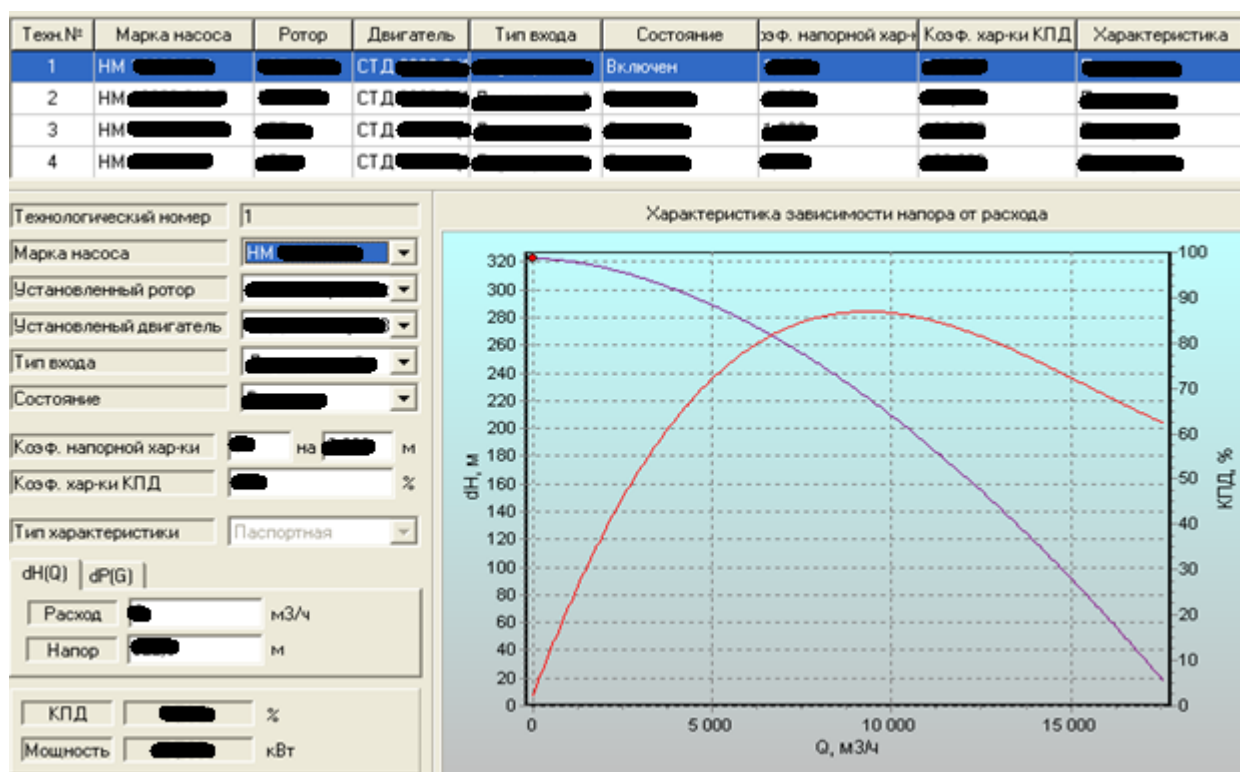


Рисунок 4.4, а – Ввод исходных данных

		Плотность = т/м ³		Вязкость = сСт		Уд.расход эл.энергии кВт/тыс.т*км	
		Q = м ³ /ч		Q = м ³ /сут		Q = млн.м ³ /г	
		G = т/2ч		G = т/сут		G = млн.т/г	

Наименование НПС	Допустимые давления [атм]				Давление [атм]					тип соед.	Оборудование			Энергозатраты			
	вход		кол.	высо д	вход НПС	вход НА	кол.	высо д	выхо д		потер и	№	марка	колесо	часовые		на тонну
	min	max													кВт	руб	
НПС-1 (н) G = сут											1	ЧПНА					
										2	ЧПНА						
НПС-1 (о) G = сут										1	НМ 1						
НПС-2 (о) G = сут										1	НМ 1						
НПС-3 (о) G = сут										1	НМ 1						
Общие потери на дросселирование										0,0	0,0	Итого					

Пункт поступления	Нефтепровод	Км	Расход, т/сут	Давление, атм
Пункт п/с	МН			

Пункт сброса	Нефтепровод	Км	Расход, т/сут	Давление, атм
Пункт п/с	МН			

Рисунок 4.4, б – Ввод исходных данных в программном комплексе

На рис. 4.5 представлены результаты расчета режимов работы эксплуатационного участка нефтепровода МН. Характеристики нефти приняты следующие: коэффициент кинематической вязкости $\nu =$ плотность $\rho =$. В качестве основных магистральных насосов приняты насосы марки НМ со сменными роторами, рассчитанными на подачи *Q_н, *Q_н, *Q_н. На головной станции приняты подпорные насосы . Расчет произведен для 21-ого режима работы нефтепровода – по 7 режимов на каждый вид насоса (табл. 4.1).

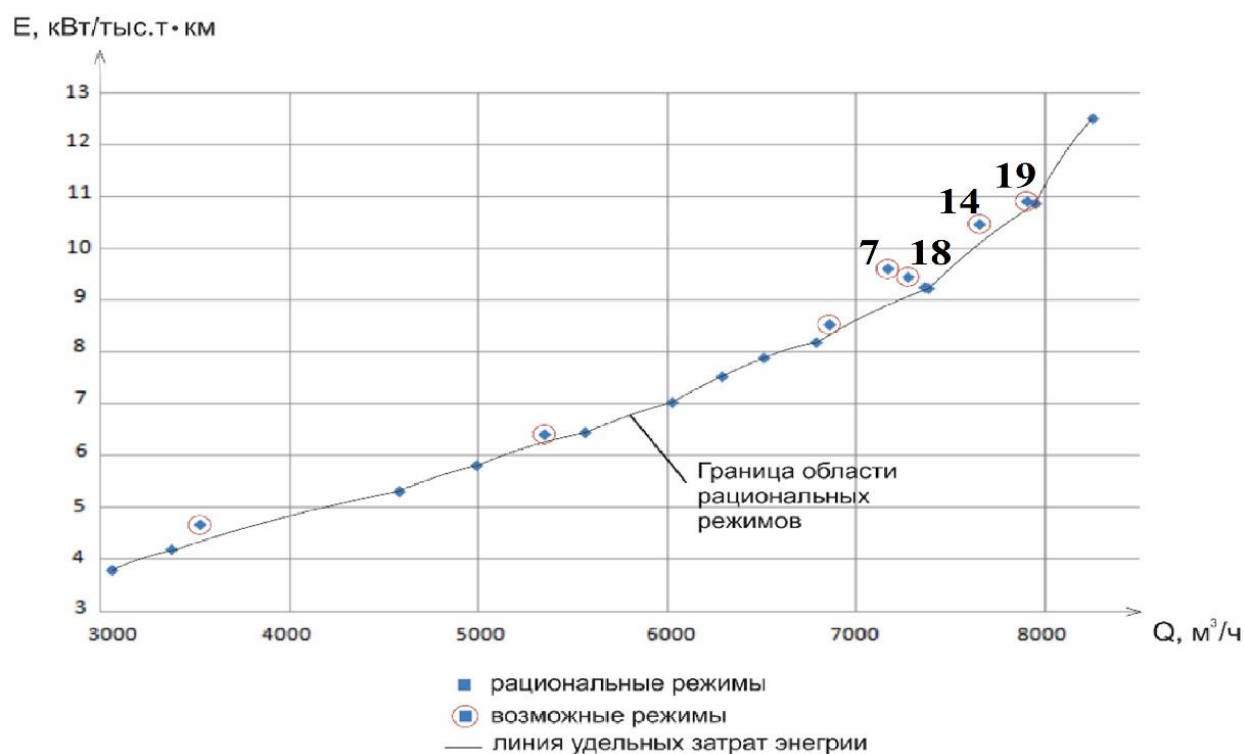


Рисунок 4.3 – Режимы работы эксплуатационного участка

Таблица 4.1 – Результаты расчета режимов работы нефтепровода

№ режима	Марка насоса	Схема включения	$Q, \text{м}^3/\text{ч}$	$E, \text{кВт/тыс.т} \cdot \text{км}$
1	НМ ($\cdot Q_H$)			
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8	НМ ($\cdot Q_H$)			
9				
10				

11				
12				
13				
14				
15	НМ (*Q _Н)			
16				
17				
18				
19				
20				
21				

Таким образом, была получена граница области рациональных режимов, выше которой расположены возможные режимы. Также стоит отметить, что такие режимы как №7, №14, №18, №19 являются нерациональными ввиду больших потерь давления при дросселировании.

4.3 Расчет рациональных режимов работы эксплуатационного участка НПС-1 – НПС-3 нефтепровода МН при переменной частоте вращения ротора насоса

4.3.1 Алгоритм решения задачи оптимизации режимов перекачки товарной нефти по МН с НПС, оборудованными ЧРП

При решении задачи требуются следующие данные:

- плотность и вязкость перекачиваемой товарной нефти;
- высотные отметки НПС;
- расстояния между НПС;
- Q-Н характеристика насосов;
- внутритрубная шероховатость;

- начальный и конечный подпоры.

Также задаются:

- максимально допустимое давление после НПС;
- минимально допустимый подпор перед НПС;
- глубина и шаг регулирования;
- требуемый расход перекачки, отличающийся от номинального.

Решение задачи оптимизации состоит из следующих этапов:

1. Определение скорости перекачки нефти по трубопроводу v по известному расходу Q :

$$v = \frac{4 \times Q}{\pi \times d^2},$$

где d – эффективный диаметр трубопровода.

2. Определение числа Рейнольдса Re :

$$Re = \frac{v \times d}{\nu},$$

где ν – кинематическая вязкость нефти.

3. Определение абсолютной шероховатости труб согласно РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов», в соответствии с которым для труб диаметром до 377 мм включительно принята абсолютная шероховатость – 0,125 мм, для труб большого диаметра – 0,1 мм.

4. Определение коэффициента гидравлического сопротивления λ по известному числу Рейнольдса Re , эффективному диаметру трубопровода d и значению абсолютной шероховатости труб.

5. Определение значения гидравлического уклона:

$$i = \frac{\lambda}{d} \times \frac{v^2}{2g},$$

где g – ускорение свободного падения.

6. Определение подпора перед 2-ой НПС и давления на входе 1-ой НПС из уравнения баланса напора для перегона между 1-ой НПС и 2-ой НПС.

					4. Технологический расчет	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Согласно диапазону регулирования, принимается n_1 равное наименьшему значению.

$$[z_1 + h_k + H_{\text{ст1}}(Q, n_1, n_2, \dots, n_n)] - [z_2 + h_2] = i \times l_1$$

$$p = (H_{\text{ст1}} + h_n) \rho g$$

$$h = (z_1 - z_2) + h_k + H_{\text{ст1}}(Q, n_1, n_2, \dots, n_n) - i \times l_1$$

7. Сравнение полученных значений подпора и давления на выходе с условиями согласования:

$$h_{\text{п}} \geq h$$

$$p_1 \geq p_{\text{max}}$$

8. Определение величины максимального значения КПД для полученного режима перекачки при определенных значениях частот вращения всех НПА:

$$\eta = 1 - (1 - \eta_0)^{(1+1 \dots n_i)}$$

9. Определение мощности для полученного режима, затрачиваемой на перекачку каждым насосом, с учетом КПД насоса, ЭД и преобразователя частоты.

10. Повтор процедуры расчета для значения n_1 , равному предыдущему, которое увеличено на шаг регулирования. Повторяется процедура до тех пор, пока n_1 не примет значения, соответствующему верхнему пределу регулирования.

11. Формирование массива, соответствующего всем режимам работы 1-ой НПС, при осуществлении которых выполняются условия согласования.

12. Повтор цикла расчетов до вычисления конечного подпора. Таким образом получится совокупность режимов работы участка трубопровода с промежуточными НПС, при которых перекачка возможна.

13. Выбор режима из полученного массива режимов, при котором значение мощности, затрачиваемой на перекачку будет минимально.

14. Вывод значений данного режима перекачки: частоты вращения ротора МНА, количества работающих МНА на каждой НПС, значения давлений на входе и выходе соответствующих НПС.

					4. Технологический расчет	Лист
						72
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Чтобы осуществить расчеты по данному алгоритму, необходим перечень исходных данных, часть которых берется из сжатых профилей, технологических карт и планов работы нефтепроводов, остальные данные получаются в результате дополнительных расчетов.

4.3.2 Решение задачи оптимизации режимов перекачки товарной нефти по конкретному МН с НПС, оборудованными ЧРП

В качестве конкретного нефтепровода взят участок магистрального нефтепровода [REDACTED] протяженностью [REDACTED] км включающий НПС: [REDACTED]. На всех НПС установлено 4 МНА (3 работающих, 1 резервный) типа НМ [REDACTED] с ЭД [REDACTED].

При решении задачи использовались следующие исходные данные:

- абсолютная шероховатость – 0,1 мм (согласно РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов»);

из технологической карты:

- эффективный диаметр – [REDACTED] мм;
- плотность перекачиваемой нефти – [REDACTED] кг/м³;
- вязкость перекачиваемой нефти – [REDACTED] сСт;
- напор в начале участка – [REDACTED] м, в конце – [REDACTED] м;
- потери напора в обвязке НПС на входе и выходе – [REDACTED] м;
- КПД насоса при номинальной частоте вращения – [REDACTED], ЭД – [REDACTED];

из плана работы нефтепровода:

- производительность перекачки – [REDACTED] млн. т/год;
- время работы МН с учетом остановок на ремонт и регламентные работы – [REDACTED] дней.

НПС расстановлены по трассе нефтепровода на участке [REDACTED] [REDACTED] следующим образом (табл. 4.2) (из сжатого профиля МН и технологической карты):

					4. Технологический расчет	Лист
						73
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 4.2 – Расстановка НПС по трассе нефтепровода

Наименования НПС	Километр по трассе, км	Высотные отметки НПС, м	Разрешенные рабочие давления на выходе НПС, МПа
■	■	■	■
■	■	■	■
■	■	■	■
■	■	■	■

Текущая пропускная способность участка – ■ м³/ч (■ млн. т/год), с применением частотно-регулируемого привода – ■ м³/ч (■ млн. т/год), следовательно, при тех же параметрах нефтепровода пропускную способность можно увеличить на ■%.

Таблица 4.3 – Результаты гидравлического расчета участка ■

■ при различных значениях пропускной способности

Q, м ³ /ч	■					■					■				
	n ₁	n ₂	n ₃	P _{вых}	h _{под}	n ₁	n ₂	n ₃	P _{вых}	h _{под}	n ₁	n ₂	n ₃	P _{вых}	h _{под}
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Максимальным значением пропускной способностью является значение $\text{м}^3/\text{ч}$. Ограничением этого значения является давление на выходе из МПа , равное МПа (допустимое значение – МПа). Анализ результатов расчетов показал, что для увеличения производительности участка необходимо увеличить расход перекачки на перегоне – $\text{м}^3/\text{ч}$. Сделать это можно путем изменения эквивалентной длины перегона с помощью прокладки лупинга или вставки (уменьшение потерь напора на трение при неизменной величине рабочего давления МПа). Уменьшение эквивалентной длины перегона км на 18 км позволит увеличить пропускную способность до $\text{м}^3/\text{ч}$ (млн. т/год). Дальнейшее уменьшение нецелесообразно, так как в этом случае лимитирующим перегоним станет МПа (на выходе из МПа давление будет МПа при максимально допустимом МПа).

Для рассматриваемого участка НМ режим работы $\text{м}^3/\text{ч}$ соответствует диапазону подач – $\text{м}^3/\text{ч}$. При этом для всех режимов работы характерно то, что подпор перед НПС равен минимально допустимой величине. Распределения частот вращения между МНА на МПа и МПа таково, что один МНА работает с максимально возможной частотой вращения, а второй – с частотой, необходимой для создания минимально допустимого подпора перед следующей НПС. На МПа работают все три МНА: один – с минимальной частотой вращения, второй – с максимальной, третий – с частотой, необходимой для создания минимально допустимого подпора перед следующей

■

В случае дальнейшего снижения подачи ниже ■ м³/ч для создания подпора на входе ■ необходимо давление на выходе ■ равное ■ МПа. В этом случае режим работы рассматриваемого участка будет ■, так как давление ■ МПа на ■ могут создавать уже два МНА.

Таким образом, проанализировав карты технологических режимов действующего МН можно сделать вывод, что содержащиеся в них режимы перекачки можно реализовать с меньшими затратами электроэнергии путем использования ЧРП. Используя ЧРП количество возможных режимов перекачки нефти по МН увеличивается в десятки раз. Кроме того, использование ЧРП позволит увеличить надежность и устойчивость работы НПС и МН в целом (плавный пуск ЭД МНА, минимальный подпор перед НПС). Также доказано, что применение ЧРП позволяет обеспечить работу МН при любой заданной производительности только в оптимальном режиме, то есть с минимальными затратами электроэнергии.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности применения ПТП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

В настоящее время уделяется весьма колоссальное внимания вопросам, связанным с повышением энергоэффективности и энергосбережением. Можно заметить, что в настоящее актуальной темой большинства исследований является анализ эффективности использования существующих, а также разработка и внедрение новых, более современных энергосберегающих технологий. Связано это с тем, что потребление энергетических ресурсов с каждым годом не уменьшается, а цена на них только непрерывно растет, а большие расходы на энергетические ресурсы вынуждают повышать себестоимость продукции. Чтобы избежать этого, необходимо проводить модернизацию производственных процессов с внедрением энергосберегающих технологий.

Одним из способов решения данной проблемы в трубопроводном транспорте нефти является применение ПТП, которое является целесообразным при решении следующих задач [21]:

- снижение энергопотребления без изменения производительности МН;
- увеличение пропускной способности без необходимости возведения лупингов, дополнительных НПС;
- повышение надежности эксплуатации МН в связи с уменьшением рабочих давлений при неизменной производительности МН;
- снижение давления для проведения ремонтных работ без остановки перекачки при неизменной производительности.

					Управление перекачкой товарной нефти по участку магистрального нефтепровода «Нефтеперекачивающая станция [REDACTED]»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Чаплин И.Е.				5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение		Лит.	Лист
Руковод.	Чухарева Н.В.							Листов
Консульт.							77	108
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.						НИ ТПУ гр.25М4Б	

5.2. Экономический анализ применения ПТП

Промышленное применение ПТП при перекачке нефти на конкретном участке трубопровода должно быть основано на технико-экономических исследованиях, учитывающих стоимость и эксплуатационные свойства применяемых ПТП, подтвержденных результатами опытно-промышленных испытаний на этом же трубопроводе.

5.2.1. Экономическая эффективность ТП перекачки нефти с ПТП при увеличении пропускной способности магистрального трубопровода

Экономический эффект применения ПТП при перекачке нефти будет определяться увеличением массы перекаченной нефти без увеличения выходного давления НПС на лимитирующем участке.

Себестоимость перекачки C_6 , руб./т·км, (6 – базовый вариант) при перекачке массы нефти M_6 на расстояние L определяется по формуле:

$$C_6 = \frac{Z_6}{M_6 \times L}, \quad (5.1)$$

где Z_6 – затраты на перекачку нефти (затраты на электрическую и тепловую энергию, материалы, амортизацию, фонд оплаты труда, капремонт, услуги связи и т.д.), руб.;

M_6 – масса нефти, т;

L – длина трубопровода, км.

Себестоимость перекачки C_a , руб./т·км, по предлагаемому варианту (a – предлагаемый вариант с ПТП) при перекачке нефти будет определяться по формуле:

$$C_a = \frac{Z_6 + \Delta Z}{M_a \times L}, \quad (5.2)$$

где ΔZ – дополнительные затраты от увеличения расхода электроэнергии, затраты на приобретение ПТП и оборудование для их ввода и т. д., руб.;

					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

M_a – масса нефти, т, перекаченная с использованием ПТП и определяемая по формуле:

$$M_a = M_6 + \Delta M, \quad (5.3)$$

где ΔM – дополнительная масса нефти, перекаченная за счёт использования ПТП, т.

Экономический эффект $\mathcal{E}_{\text{ПТП}}$, руб., будет определяться как дополнительная тарифная выручка за перекачку дополнительной массы нефти за вычетом дополнительных затрат:

$$\mathcal{E}_{\text{ПТП}} = \Delta T - \Delta Z = t_{\text{уд}} \times \Delta M \times L - \Delta Z, \quad (5.4)$$

где ΔT – дополнительная тарифная выручка, руб.;

$t_{\text{уд}}$ – удельный тариф за перекачку нефти, руб./т·км.

Дополнительные затраты будут определяться по формуле:

$$\Delta Z = P_{\text{эл}} \times \Delta N \times \tau_{\text{год}} + Z_{\text{ПТП}} + \alpha_1 \times K_{\text{обор}} + E \times K_{\text{обор}}, \quad (5.5)$$

где $P_{\text{эл}}$ – плата за 1 кВт·ч потребленной электроэнергии, руб.;

ΔN – увеличение потребляемой мощности при увеличении пропускной способности трубопровода (на всех подпорных и магистральных насосах, задействованных в перекачке увеличенного объема нефти), кВт;

$\tau_{\text{год}}$ – нормативное число часов работы трубопровода в год с ПТП, часы;

$Z_{\text{ПТП}}$ – затраты на приобретение ПТП, руб.;

α_1 – нормативное значение годовых отчислений на амортизацию дозирующего оборудования ($\alpha_1 = 0,085$);

$K_{\text{обор}}$ – капитальные затраты на дозирующее оборудование, необходимое для приготовления концентрата ПТП и его ввода в трубопровод (дозировочные насосы, емкости, запорная арматура и т.д.), руб.;

E – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, для нефтегазовой промышленности $E = 0,12$.

Зарплата обслуживающего персонала, затраты на обслуживание, мониторинг трасс и другие затраты не зависят от объема перекачки.

Затраты на ПТП определяются по формуле:

					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		79

$$Z_{\text{ПТП}} = \Theta \times 10^{-6} \times (M_6 + \Delta M) \times P_{\text{ПТП}}, \quad (5.6)$$

где Θ – массовая доля ПТП в транспортируемой смеси нефть - ПТП, ppm;

$P_{\text{ПТП}}$ – стоимость ПТП, руб./т.

5.2.2. Экономическая эффективность ТП перекачки нефти с ПТП при постоянном объеме перекачки нефти со снижением рабочего давления

Себестоимость перекачки C_6 , руб./т·км, в базовом варианте при перекачке массы нефти M_6 определяется по формуле (5.1).

Себестоимость C_a , руб./т·км по предлагаемому варианту при перекачке той же массы нефти $M_a = M_6$, но с ПТП, определяется по формуле:

$$C_a = \frac{Z_6 + \Delta Z - P_{\text{эл}} \times \Delta N \times \tau_{\text{год}} - Z_p}{L \times M_6}, \quad (5.7)$$

где ΔZ – дополнительные затраты от увеличения расхода электроэнергии, затраты на приобретение ПТП и оборудование для их ввода и т.д., руб.;

$P_{\text{эл}}$ – плата за 1 кВт·ч потребленной электроэнергии, руб.;

ΔN – уменьшение потребляемой мощности на всех подпорных и магистральных насосах при уменьшении потерь давления на трение в трубопроводе, кВт;

$\tau_{\text{год}}$ – нормативное число часов работы трубопровода в год с ПТП, ч;

$Z_p = (\alpha_2 + E) \cdot K_p$ – затраты на обеспечение требуемой (без снижения) величины допустимого рабочего давления на выходе НПС (реконструкция, капитальный ремонт ЛЧ магистрального трубопровода и т.д.), руб.;

α_2 – нормативное значение годовых отчислений на амортизацию ЛЧ;

K_p – затраты на капитальный ремонт (реконструкцию) ЛЧ, руб.

В количественном отношении экономический эффект $\mathcal{E}$, руб., определяется разностью затрат Z_a и Z_6 по формуле:

$$\mathcal{E} = Z_a - Z_6 = P_{\text{эл}} \times \Delta N \times \tau_{\text{год}} - \Delta Z, \quad (5.8)$$

где ΔZ – сумма затрат, руб., определяемая по формуле:

$$\Delta Z = Z_{\text{ПТП}} + 0,12 \times K_{\text{обор}}, \quad (5.9)$$

где $Z_{\text{ПТП}}$ – затраты на ПТП, руб., определяемые по формуле:

$$Z_{\text{ПТП}} = \theta \times 10^{-6} \times M_{\delta} \times P_{\text{ПТП}}. \quad (5.10)$$

5.3. Расчет экономической эффективности применения ПТП

Для расчета экономической эффективности ТП перекачки нефти с ПТП при увеличении пропускной способности магистрального трубопровода и экономической эффективности ТП перекачки нефти с ПТП при постоянном объеме перекачки нефти со снижением рабочего давления необходимы исходные данные, представленные в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные

Протяжённость трубопровода, L	
Масса перекаченной нефти без использования ПТП, M_{δ}	
Требуемое увеличение перекаченной нефти при использовании ПТП, ΔM	
Стоимость ПТП, $P_{\text{ПТП}}$	
Требуемая массовая доля ПТП, θ	
Тариф на перекачку нефти, t_{yd}	
Требуемое увеличение мощности электроприводов для обеспечения большей производительности при использовании ПТП, ΔN	
Тариф на потребляемую электроэнергию, $P_{\text{эл}}$	
Капитальные затраты на оборудование по вводу ПТП, $K_{\text{обор}}$	
Нормативное число часов работы трубопровода в год с ПТП, $\tau_{\text{год}}$	

Экономическая эффективность ТП перекачки нефти с ПТП при увеличении пропускной способности магистрального трубопровода.

Затраты на приобретение ПТП определяются по формуле (5.6):

[REDACTED]

[REDACTED]

Дополнительные затраты, связанные с применением ПТП по формуле (5.5):

Δ [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

Дополнительная тарифная выручка, за перекачку дополнительного объема нефти по формуле (5.4):

Δ [REDACTED].

Экономический эффект применения ПТП по формуле (5.4):

[REDACTED]

Экономическая эффективность ТП перекачки нефти с ПТП при постоянном объеме перекачки нефти со снижением рабочего давления:

Затраты на приобретение ПТП определяются по формуле (5.10):

[REDACTED]

[REDACTED]

Дополнительные затраты, связанные с применением ПТП по формуле (5.9):

[REDACTED]

Экономический эффект применения ПТП в количественном отношении по формуле (5.8):

[REDACTED]

Вывод: применение ПТП при перекачке нефти для увеличения пропускной способности МН позволит увеличить объем перекаченной нефти и тем самым увеличить прибыль на [REDACTED] рублей в год. Также ПТП позволит осуществлять перекачку нефти при снижении рабочего давления (ремонтные работы) при неизменной производительности и экономический эффект составит [REDACTED] рублей в год.

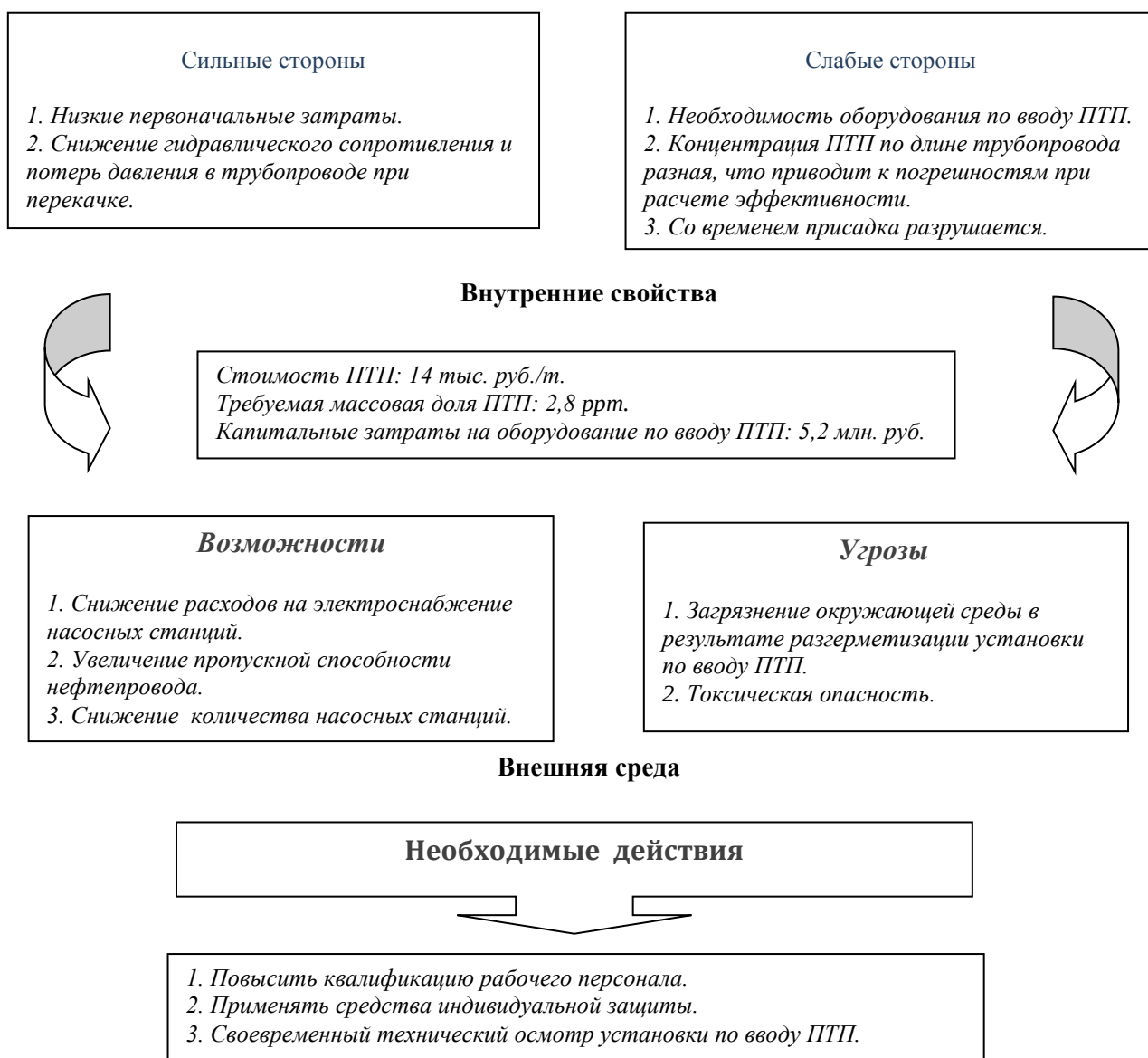
					5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

5.4. SWOT – анализ

SWOT – анализ – инструмент анализа и оценки внутренней и внешней среды. Цель анализа – выработка новых стратегических инициатив с тем, чтобы извлечь выгоды из внутренних сильных сторон и внешних возможностей и в то же время уменьшить внутренние слабые стороны и внешние угрозы.

SWOT – анализ применения ПТП при перекачке нефти по МН представлен ниже.

SWOT - анализ применения ПТП при перекачке нефти по МН



6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ В АКЦИОНЕРНОМ ОБЩЕСТВЕ [REDACTED] ПРИ УПРАВЛЕНИИ ПЕРЕКАЧКОЙ ТОВАРНОЙ НЕФТИ ПО МАГИСТРАЛЬНОМУ НЕФТЕПРОВОДУ

6.1. Профессиональная социальная безопасность

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – 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) [22].

В процессе транспортировки нефти по МН ключевую роль играют МНА, которые относятся к основному оборудованию НПС. МНА располагаются в насосном зале, где существует вероятность проявления вредных и опасных факторов (табл. 6.1), негативного воздействия на окружающую природную среду, а также возникновения ЧС. Насосный зал располагается на нефтеперекачивающей станции и является основным оборудованием.

Целью выполнения данного раздела магистерской диссертации является выявление и анализ перечисленных опасностей в рабочей зоне. Место проведения работ – насосный зал. Условия – закрытое помещение.

					Управление перекачкой товарной нефти по участку магистрального нефтепровода «Нефтеперекачивающая станция [REDACTED]»							
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата								
Разраб.		Чаплин И.Е.			6. Социальная ответственность			Лит.	Лист	Листов		
Руковод.		Чухарева Н.В.								85	108	
Консульт.								НИ ТПУ зр.2БМ4Б				
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.										

Таблица 6.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при управлении перекачкой товарной нефти по магистральному нефтепроводу

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Открытие / закрытие станционных задвижек	1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;	1. Движущиеся механизмы, подвижные части производственног о оборудования;	ГОСТ 12.1.005-88 [23] ГОСТ 12.1.003-83 [24] ГОСТ 12.1.012-04 [25] РД 153-39ТН-008-96
2. Обслуживание, ремонт насосных агрегатов	2. Превышение уровней шума и вибрации;	2. Электрический ток;	[26] РД 34.21.122-87 [31]
3. Контроль технологических параметров процесса перекачки товарной нефти	3. Отклонение показателей микроклимата в помещении; 4. Недостаточна я освещенность рабочей зоны	3. Пожаровзрывоб езопасность	ГОСТ 12.1.101-76 [32] РД 13.220.00-КТН- 575-06 [33] РД 153-39.4-056-00 [34]
4. Контроль УСВД			

6.1.1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды

1. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

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

Основными источниками их выделения являются:

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 (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и насосов).

Согласно [23] воздушные смеси и газы, скапливающиеся в насосном зале, по степени воздействия на организм человека относятся к третьему и четвертому классу (табл. 6.2).

Таблица 6.2 – Предельно допустимые концентрации вредных веществ, скапливающихся в насосном зале [23]

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

Все из перечисленных газов и смесей газов относятся к ядам и оказывают 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, действующими 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 [34]:

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.

2. Превышение уровней шума и вибрации

Источниками шума и вибрации в насосном зале являются: насосы, электродвигатели, трубопроводы, элементы вентиляционных систем. Однако самые значительные воздействия оказывают МНА. Уровень шума и вибрации выше нормированных значений оказывает неблагоприятное воздействие на организм человека и результат его работы. Длительное воздействие шума снижает остроту слуха, изменяет кровяное давление, ухудшает зрение, нарушает координацию движений. Особенно негативное воздействие шум

					6. Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

оказывает на сердечно-сосудистую и нервную системы человека [24].

Вибрация возникает из-за кавитации при работе насосов, пульсаций давлений, динамического не уравнивания вращающихся частей. Следствием вибрации может служить нарушение герметичности и механической прочности оборудования, что в свою очередь может быть причиной аварий. Вредное воздействие на организм человека заключается в функциональных расстройствах органов. В результате появляются головные боли, повышенная раздражительность и утомляемость, боли в суставах, нарушения координации движений. В отдельных случаях возникают необратимые изменения в сердечно-сосудистой и нервной системах, а также в опорно-двигательном аппарате [25].

Согласно [24] нормированный уровень шума – 80 дБА. Согласно [25] нормированной величиной вибрации в насосном зале является среднеквадратичное значение виброскорости: для корпуса насоса и двигателя – 13 мм/с (108 дБ), для фундамента МНА – 7,5 мм/с (104 дБ).

Для снижения уровня шума и вибрации в насосном зале применяются следующие меры:

1. Применение средств коллективной защиты. Оборудование, являющееся источником шума и вибрации, располагают отдельно от других административных и производственных помещений. Стены выполняют из материала, обеспечивающего хорошую звукоизоляцию. Например, из металло-полиуретанового пенопласта.
2. Применение дистанционного управления исключает необходимость обслуживающего персонала длительное время находиться в зоне вибро-акустического воздействия. Таким образом, находиться в насосном зале есть необходимость только во время работ по техническому обслуживанию или осмотру и во время ремонтных работ.
3. Активная и пассивная виброизоляция, использование виброкомпенсирующих устройств.
4. Контроль при проектировании оснований и фундаментов оборудования на

должном уровне.

5. Своевременное и качественное проведение ремонтных и монтажных работ согласно [26]. Прежде всего, это центровка, балансировка роторов насосов и электродвигателей.
6. Применение средств индивидуальной защиты. Согласно [27] применяются вкладыши, представляющие собой мягкие тампоны, пропитанные смесью парафина и воска, или жесткие вкладыши из резины. Вкладыши компактны и дешевы, однако недостаточно эффективны, так как способны снизить уровень шума только на 5-20 дБА. В связи с этим широкое распространение нашли наушники, которые способны снижать уровень шума на 7-47 дБА. При недостаточности акустических характеристик наушников, применяют звукоизолирующие шлемы.

3. 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 [28], в жаркое время года в насосном зале поддерживают нормативную температуру +22...+24 °С с помощью приточно-вытяжной вентиляции, а в холодный период +18...+20 °С с помощью электрического отопления. Относительная влажность должна

					6. Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

составлять 40-60%, скорость движения воздуха – 0,1 м/с в холодный период года, 0,2 м/с – в теплый.

4. Недостаточная освещенность рабочей зоны

Неправильно выбранное освещение значительно усложняет работу обслуживающего персонала, что способствует снижению производительности труда, а также может привести к травмированию. При недостаточном освещении будет 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 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 [29], для естественного освещения помещений промышленных предприятий коэффициент естественной освещенности (КЕО) должен составлять при верхнем или комбинированном освещении – 4,0 %.

В таблице 6.3 приведены показатели нормируемой освещенности для насосного зала согласно с [30].

Таблица 6.3 – Показатели нормируемой искусственной освещенности для насосного зала [30]

Помещение	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещение	Нормируемая освещенность, лк					
		При разрядных лампах			При лампах 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 мерс масла	75			30		
	На шкалах приборов, 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 мерс масла	75			30		
	На шкалах приборов, щите управления	150			200		

6.1.2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды

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. [26]

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 [34]:

- 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 [35].

Меры защиты:

1. Применяются защитное зануление, защитное заземление, защитное отключение.
2. Обеспечивают изоляцию, ограждение и недоступность электрических цепей.
3. Использование предупредительных плакатов и знаков безопасности.
4. 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 [31] токоотвод выполняют из листовой стали и соединяют с молниеотводом сваркой.

3. Пожаровзрывобезопасность

Наиболее пожаровзрывоопасным объектом на НПС является насосный зал общего укрытия МНА, поскольку здесь сконцентрировано наибольшее количество взрывоопасных газов. Здесь возможно скопление паров нефти, сероводорода, метана, легких углеводородов.

Основными источниками их выделения являются [32]:

1. Предохранительные устройства. В случае остановки МНА срабатывает УСВД, и часть нефти сбрасывается в емкость сброса ударной волны, в результате чего имеется интенсивное газовыделение.

					6. Социальная ответственность	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- Нарушения герметичности оборудования (дефекты материалов и строительно-монтажных работ, коррозия, не соблюдение правил эксплуатации, окончание нормативного срока службы уплотнений запорной арматуры и насосов).

Согласно [32], опасные газы имеют характеристики, приведенные в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – 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

Методы снижения пожаровзрывоопасности [33]:

- 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.

В соответствии с [33] первичными средствами пожаротушения являются порошковые огнетушители, песок, кошма.

На рисунке 6.1 изображен эвакуационный план насосного зала.

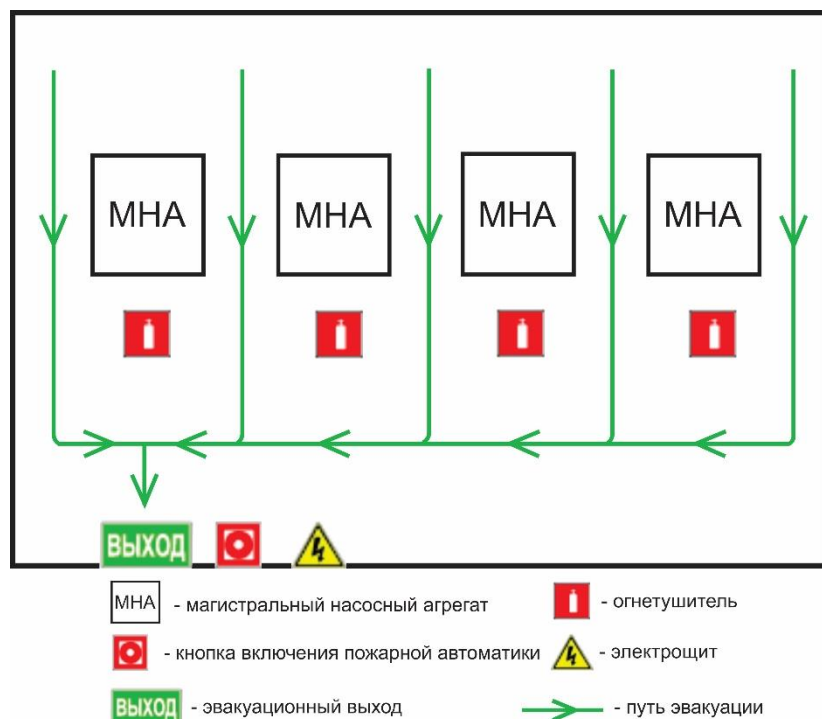


Рисунок 6.1 – Эвакуационный план насосного зала

6.2. Экологическая безопасность

Загрязняющие вещества, такие как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти поступают в гидросферу в составе сточных вод от многих объектов НПС, в том числе и магистральной насосной, где причиной этого могут быть ремонтные работы, несоблюдение правил эксплуатации оборудования, износ уплотнений насосов, аварии.

Одним из природоохранных мероприятий для минимизации вредного воздействия является очистка сточных вод (табл. 6.5). Применяются следующие методы очистки: механическая (центрифугирование), химическая (адсорбция, ионообменный метод), физико-химическая (электрофлотация, электродиализ, электрофорез, электрокоагуляция), термическая, биологическая.

Поскольку в состав сточных вод входят следующие примеси: железо, нефтепродукты, метанол, фенолы, сульфаты, хлориды, СПАВ, то методы очистки сточных вод следует применять комплексно.

Таблица 6.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при управлении перекачкой товарной нефти по магистральному нефтепроводу

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу из магистральной насосной по причине не плотности технологического оборудования	1. Проверка оборудования на прочность и герметичность; 2. Соблюдение правил эксплуатации; 3. Своевременная замена уплотнений насосов и запорной арматуры; 4. Оснащение системой контроля загазованности
Вода и водные ресурсы	Попадание в гидросферу загрязняющих веществ, таких как нефть, масла, растворители, шлам очистки насосов от нефти в составе сточных вод от магистральной насосной по причине ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений насосов, аварий	1. Своевременный осмотр оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям; 2. Своевременная уборка отходов в специально отведенные места с дальнейшей транспортировкой до мест переработки; 3. Очистка, а затем отвод сточных воды с объектов НПС только соответствующих нормативным требованиям
Земля и земельные ресурсы	Утечки нефти, масла и других загрязняющих веществ в результате ремонтных работ, несоблюдения правил эксплуатации оборудования, износа уплотнений насосов, аварий	Проведение своевременного осмотра оборудования и устранение несоответствий паспортным требованиям
	Загрязнение почвы в результате неправильной	Складирование отходов в специальные металлические

	утилизации отработанных ламп, тары из-под лакокрасочных материалов, промасленной ветоши, отработанных масел	контейнеры с последующим вывозом на полигоны промышленных отходов
--	---	---

6.3. 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 [34] проводятся следующие мероприятия:

- организуется техническая диагностика оборудования, а также его техническое обслуживание и ремонт;
- осуществляется приобретение современных приборов контроля и сигнализации на замену физически и морально устаревших;
- проводятся периодические и внеочередные инструктажи с обслуживающим персоналом.

Действия в результате ЧС при разгерметизации магистральных насосных агрегатов с выходом нефти наружу [35]:

1. Остановить агрегаты.
2. Обесточить оборудование насосного зала (электродвигатели, освещение).
3. Принять меры по предупреждению возгорания нефти.
4. Выставить посты ограждения разлитой нефти.

5. Открыть окна и двери, включить вентиляцию.
6. Собрать разлившуюся нефть.
7. Устранить повреждения насосных агрегатов.

6.4. 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» [36], 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 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

					6. Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

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.

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 складироваемыми 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 [37]. По результатам расследования должны быть разработаны и выполнены профилактические мероприятия по предупреждению производственного травматизма и профзаболеваний.

					6. Социальная ответственность	Лист
						101
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены и проанализированы все возможные способы управления приемом, поставкой нефти и ее перекачкой по магистральным нефтепроводам.

Был произведен расчет режимов перекачки при постоянной и переменной частоте вращения ротора насоса и выбор оптимальных для конкретного эксплуатационного участка магистрального нефтепровода, что, помимо снижения потребления электроэнергии при соблюдении поставок нефти, также позволит снизить износ оборудования ввиду плавного пуска электродвигателя магистрального насосного агрегата и минимального подпора перед нефтеперекачивающей станцией. Данная задача реализована с помощью программного комплекса [REDACTED], который доказал свою эффективность на объектах, занимающихся планированием и управлением перекачкой нефти по магистральным нефтепроводам.

Проанализировав карты технологических режимов действующего магистрального нефтепровода был сделан вывод, что содержащиеся в них режимы перекачки можно реализовать с меньшими затратами электроэнергии путем использования частотно-регулируемого привода, который способен заменить собой комбинацию из методов регулирования, применяемых в настоящее время, таких как отключение/включение насосов и изменение параметров рабочего колеса, которые всегда применяются совместно с дросселированием. Используя частотно-регулируемый привод количество возможных режимов перекачки нефти по магистральному увеличивается в десятки раз.

					Управление перекачкой товарной нефти по участку магистрального нефтепровода «Нефтеперекачивающая станция [REDACTED]»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Чаплин И.Е.			Заключение		Лит.	Лист
Руковод.		Чухарева Н.В.						Листов
Консульт.								102
Зав. Каф.		Рудаченко А.В.						108
					НИ ТПУ гр.2БМ4Б			

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебное пособие. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 165 с.
2. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробов, А.А. Коршак и др.; Под редакцией С.М. Вайнштока: Учебник для вузов в 2 томах. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т.1 – 407 с.
3. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ: Учебное пособие. – Уфа: Издательство УГНТУ, 1999. – 265 с.
4. Коршак А.А. Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов / А.А. Коршак. – Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2006. – 192 с.
5. Минаев Е.В., Кулаков Е.С. Экологические проблемы нефтяной промышленности России // Трубопроводный транспорт нефти. – 1995. – №9. – С. 31-32.
6. Коршак А.А., Блинов И.Г., Веремеенко С.А. Ресурсосберегающие методы эксплуатации нефтепроводов. – Уфа: Башкнигоиздат, 1991. – 136 с.
7. Кутуков С.Е. Влияние частоты переключений агрегатов на эффективность эксплуатации насосной станции / М.А. Валиев, С.Е. Кутуков, В.А. Шабанов // Сооружение, ремонт и диагностика трубопроводов: Сб. науч. тр. – М.: Недра, 2003. - С. 115-118.
8. Кутуков С.Е. Идентификация режимов эксплуатации трубопроводов / С.Е. Кутуков, Г.Х. Самигулин // Методы кибернетики химико-технол. процессов. «КХТП-V-99»: Тез. докл. международ. науч.-техн. конф. / УГНТУ; Ред. Шаммазов А.М. и др. – Уфа, 1999. – Т.2, Кн.2. – С. 152-153.

					Управление перекачкой товарной нефти по участку магистрального нефтепровода «Нефтеперекачивающая станция Александровская-Раскино-Парабель»			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Чаплин И.Е.				Список используемых источников		Лит.	Лист
Руковод.	Чухарева Н.В.							Листов
Консульт.								103
Зав. Каф.	Рудаченко А.В.							108
					НИ ТПУ зр.2БМ4Б			

9. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – Введ. 01.07.2002. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 7 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. Абдурашитов О.А. Насосы и компрессоры. – М.: Недра, 1974. – 296 с.
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. Галеев В.Б., Карпачев М.З., Харламенко В.И. Магистральные нефтепродуктопроводы. – М.: Недра, 1976. – 358 с.
16. 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.
17. Гумеров А.Г. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций / А.Г. Гумеров, Р.С. Гумеров – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 475 с.
18. Кадымов Я.Б., Кулиев Ю.М., Мучаев В.Г. К вопросу применения электромагнитных муфт скольжения в приводе центробежных насосов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1976. – №4. – С. 10-12.
19. Енихеев А.Б., Карпушин Н.Л., Бак С.И. К вопросу о регулировании центробежных насосов на магистральных нефтепроводах с помощью гидромуфт // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1975. – №1 – С. 6-7.
20. Шабанов В.А. Основы регулируемого электропривода основных механизмов бурения, добычи и транспорта нефти: учеб. пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2009. – 156 с.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

21. Настепанин П.Е., Евтух К.А., Чужинов Е.С., Бархатов А.Ф. Особенности применения противотурбулентных присадок на магистральных нефтепроводах, оснащенных САРД на базе МНА с ЧРП // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – №3. - С. 12-17.
22. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартиформ, 2014. – 23 с.
23. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – Введ. 01.01.1989. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 48 с.
24. ГОСТ 12.1.003-83. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – Введ. 01.07.1984. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 13 с.
25. ГОСТ 12.1.012-04. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. – Введ. 01.07.2008. – М.: Стандартиформ, 2004. – 16 с.
26. РД 153-39ТН-008-96. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. – Введ. 01.01.1997. – Уфа: ИПТЭР, 1997. – 147 с.
27. ГОСТ 12.4.051-87. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний. – Введ. 01.07.1988. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 15 с.
28. РД-35.240.50-КТН-109-13. Автоматизация и телемеханизация технологического оборудования площадочных и линейных объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов. Основные положения. – Введ. 16.08.2013. – Уфа: ИПТЭР, 2013. – 356 с.
29. СП 52.13330.2011. Свод правил. Естественное и искусственное освещение.
30. СТО Газпром РД 1.14-127-2005. Нормы искусственного освещения. – Введ. 18.03.2005. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2002. – 186 с.
31. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – Введ. 12.10.1987. – М.: Госстрой СССР, 1987. – 122 с.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

32. ГОСТ 12.1.010-76. ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. – Введ. 01.01.1978. – М.: Изд-во стандартов, 2002. – 6 с.
33. РД 13.220.00-КТН-575-06. Правила пожарной безопасности на объектах магистральных нефтепроводов. – Введ. 28.12.2006. – Уфа: ИПТЭР, 2006. – 62 с.
34. РД 153-39.4-056-00. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. – Введ. 01.01.2001. – Уфа: ИПТЭР, 2000. – 134 с.
35. ОР 07.00-60.30.00-КТН-010-1-00. Технологический регламент НПС.
36. ПМТ №51 от 18.12.98г «Правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».
37. Постановление Правительства РФ от 11.03.1999 №279 «Об утверждении Положения о расследовании и учете несчастных случаев на производстве».

					Список используемых источников	Лист
						106
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А
(справочное)

Основные параметры магистральных насосов серии НМ

Марка насоса	Ротор	Диапазон изменения подачи насоса, м ³ /ч	Номинальные параметры			
			Подача м ³ /ч	Напор м	Допустимый кавитацион- ный запас, м	КПД %
НМ 125-550	$1,0 \cdot Q_H$	90...155	125	550	4	74
НМ 180-500	$1,0 \cdot Q_H$	135...220	180	500	4	74
НМ 250-475	$1,0 \cdot Q_H$	200...330	250	475	4	80
НМ 360-460	$1,0 \cdot Q_H$	225...370	360	460	4,5	80
НМ 500-300	$1,0 \cdot Q_H$	350...550	500	300	4,5	80
НМ 710-280	$1,0 \cdot Q_H$	450...800	710	280	6	80
НМ 1250-260	$0,7 \cdot Q_H$	650...1150	900	260	16	82
	$1,0 \cdot Q_H$	820...1320	1250		20	82
	$1,25 \cdot Q_H$	1100...1800	1565		30	80
НМ 2500-230	$0,5 \cdot Q_H$	900...2100	1250	230	24	80
	$0,7 \cdot Q_H$	1300...2500	1800		26	82
	$1,0 \cdot Q_H$	1700...2900	2500		32	85
	$1,25 \cdot Q_H$	2400...3300	3150		48	85
НМ 3600-230	$0,5 \cdot Q_H$	1300...2600	1800	230	33	82
	$0,7 \cdot Q_H$	1600...2900	2500		37	85
	$1,0 \cdot Q_H$	2700...3900	3600		40	87
	$1,25 \cdot Q_H$	3600...5000	4500		45	84
НМ 7000-210	$0,5 \cdot Q_H$	2600...4800	3500	210	50	80
	$0,7 \cdot Q_H$	3500...5400	5000		50	84
	$1,0 \cdot Q_H$	4500...8000	7000		60	89
	$1,25 \cdot Q_H$	7000...9500	8750		70	88
НМ 10000-210	$0,5 \cdot Q_H$	4000...6500	5000	210	42	80
	$0,7 \cdot Q_H$	5500...8000	7000		50	85
	$1,0 \cdot Q_H$	8000...11000	10000		70	84
	$1,25 \cdot Q_H$	10000...13000	12500		80	88

Приложение Б
(справочное)

Основные параметры подпорных насосов

Марка насоса	Диапазон изменения подачи насоса, м ³ /ч	Номинальные параметры			
		Подача, м ³ /ч	Напор, м	Допустимый кавитацион- ный запас, м	КПД, %
НМП 2500-74	1600...3100	2500	74	3,0	72
НМП 3600-78	2000...3800	3600	78	3,0	83
НМП 5000-115	4000...5500	5000	115	3,5	85
НПВ 150-60	90...175	150	60	3,0	71
НПВ 300-60	120...330	300	60	4,0	75
НПВ 600-60	300...700	600	60	4,0	77
НПВ 1250-60	620...1550	1250	60	2,2	77
НПВ 2500-80	1350...3000	2500	80	3,2	82
НПВ 3600-90	1800...4300	3600	90	4,8	85
НПВ 5000-120	2700...6000	5000	120	5,0	85