

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Самарский государственный технический университет»

*На правах рукописи*



Носиков Николай Александрович

**ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО  
КОМПЛЕКСА ОСНОВНОГО НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО  
ОБОРУДОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА**

Специальность 2.4.2 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор технических наук, профессор  
Макаричев Юрий Александрович

Самара – 2026

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
1. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ .....	13
1.1 Проблема эффективного использования энергии при транспортировке нефти .....	13
1.2 Характеристика работы НПС .....	17
1.3 Анализ работ по повышению энергоэффективности транспорта нефти .....	21
1.4 Выводы по главе 1 .....	40
2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА НПС .....	41
2.1 Основные потребители электроэнергии. Общая структура электропотребления .....	42
2.2 Физические основы и построение функциональной модели удельного электропотребления приемниками НПС .....	52
2.3 Сравнительный анализ эффективности модели электропотребления и оценка её адекватности .....	56
2.4 Выводы по главе 2 .....	61
3. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ПО ПОТРЕБЛЕНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ .....	63
3.1 Факторы, влияющие на потребление электроэнергии .....	63
3.2 Постановка задачи оптимизации режимов работы .....	72
3.3 Решение оптимизационной задачи .....	79
3.4 Выводы по главе 3 .....	85
4. СТРУКТУРНЫЙ И ПАРАМЕТРИЧЕСКИЙ СИНТЕЗ ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ НПС .....	87
4.1 Объект исследования и его технологические параметры .....	87
4.2 Обоснование выбора основного механоэнергетического оборудования .....	94
4.3 Расчет режимов работы МН .....	95
4.4 Регулируемый привод насосных агрегатов .....	101
4.5 Методика структурной компоновки комбинированной схемы комплекса насосных агрегатов с частотным регулированием .....	107
4.6 Оптимизация алгоритма комбинированного управления .....	115
4.7 Выводы по главе 4 .....	122
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	124
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	126
ПРИЛОЖЕНИЯ .....	140
Приложение А .....	140
Приложение Б .....	142
Приложение В .....	150
Приложение Г .....	152

Приложение Д.....	153
Приложение Е.....	154
Приложение Ж.....	155

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность работы.** Трубопроводный транспорт является одним из наиболее эффективных способов доставки нефти и нефтепродуктов потребителям. Этим способом по разным оценкам транспортируется от 91 до 99% добываемой нефти. Себестоимость перекачки нефти по трубопроводам в 3 раза ниже, чем по железной дороге и в 1,5-2 раза ниже, чем водным транспортом. Затраты на электроэнергию, потребляемую электротехническими комплексами насосных станций, составляют свыше 60% от всех эксплуатационных затрат. Поэтому вопросы повышения энергоэффективности электромеханического оборудования является актуальной задачей.

Суммарная установленная мощность электроприводов только одной насосной станции может составлять десятки мегаватт, что определяет годовое потребление электроэнергии в сотни миллионов кВт·час. Однако только часть этой энергии является полезно используемой. Анализ работы магистральных нефтепроводов показывает, что основными причинами, приводящими к перерасходу электроэнергии, является нерациональный выбор режимов работы насосных агрегатов, использование устаревшего малоэффективного оборудования и нерегулируемых электроприводов.

Поэтому анализ и исследование энергетических аспектов режимов перекачки нефти на существующем и перспективном оборудовании, обладающем высокими удельными показателями энергоэффективности и технологичности, является весьма актуальной задачей для научных и практических целей.

**Степень разработанности проблемы.** Совершенствованию технологических режимов электроприводов агрегатов насосных станций посвящены научные исследования российских и зарубежных ученых. Большая часть этих работ описывает теорию и практическое применение нерегулируемых и регулируемых электромеханических систем транспорта нефти. Анализу и сравнению различных способов управления производительностью и напором комплекса насосных агрегатов посвятили свои работы отечественные и зарубежные ученые Беккер Л.М. [15], Богданов

Р.М. [16-22], Вязунов Е.В.[27, 28], Гольянов А.И. [30-32], Гумеров А.Г. [33, 34], Лосенков А.С. [47], Ревель-Муроз ПА [78-80, 114], Шабанов В.А. [92-101], Шалай В.В. [102-104], Paulini R.M. [113], Wheeler A.R. [115], и др. Большой вклад в развитие теории перекачки нефти и энергоэффективности этого процесса внесли Зайцев Л.А. [39], Колпаков Л.Г. [42], Коршак А.А. [43, 44], Краус Ю.А. [45], Лурьев М.В. [48, 49], Нечваль А.М. [57, 58], Тугунов П.И. [85], Васильев Г.Г. [87, 88], Шипилло В.П. [109], Дунаев В.Ф. [111].

Тем не менее, по данной тематике остается целый ряд недостаточно изученных аспектов, которые до сих пор остаются вне поля зрения как отечественных, так и зарубежных исследователей. Прежде всего, нет детально разработанной методики формирования математической модели энергопотребления основного технологического оборудования насосных станций, основанной на актуальных статистических методах анализа. Далее, разработка новых и совершенствование действующих режимов транспортировки нефти осуществляются без чётких методик и алгоритмов оптимизации рабочих режимов участков магистральных нефтепроводов исходя из минимизации показателя удельного расхода электроэнергии. Наконец, не сформированы инструменты структурного и параметрического синтеза комплекса насосного электрооборудования НПС совместно с оптимальным управлением гибридными системами регулируемого и нерегулируемого электропривода, направленного на снижение общего уровня энергопотребления.

В связи с этим повышение энергоэффективности электротехнического комплекса насосного оборудования магистрального нефтепровода остается актуальной научно-технической задачей.

**Цель диссертации** – повышение эффективности использования электроэнергии при транспортировке нефти в системе магистрального нефтепровода.

**Объект исследования** – электротехнический комплекс основного нефтеперекачивающего оборудования участка магистрального нефтепровода.

**Предмет исследования** – структура энергопотребления нефтеперекачивающей станции, методика компоновки комплекса насосного электрооборудования и оптимизация алгоритмов управления режимами его работы.

### **Задачи исследования**

Для достижения поставленной цели были поставлены и решены следующие задачи:

1. Выполнить исследование структуры энергопотребления при перекачке нефти по трубопроводам и определить направления повышения энергоэффективности на основе разработанной функциональной модели наиболее критических потребителей.

2. Определить основные факторы, влияющие на потребление электроэнергии, разработать алгоритм и методику оптимизации режимов работы участка магистрального нефтепровода по критерию минимума удельного потребления электроэнергии.

3. Выполнить структурный и параметрический синтез комплекса насосного электрооборудования нефтеперекачивающей станции, разработать методику оптимального управления для комбинированной системы регулируемых и нерегулируемых электроприводов с целью снижения ими потребления электроэнергии.

4. Оценить эффективность предложенных методов снижения удельного электропотребления на примере модернизации оборудования и оптимизации режимов перекачки типовой нефтеперекачивающей станции.

5. Апробация и использование полученных результатов в производственной практике.

### **Методы исследования.**

При решении поставленных задач использовались теория электромеханического преобразования энергии, электрических цепей с сосредоточенными параметрами, уравнения гидродинамики и теории подобия. Для решения задач математического моделирования применялись методы матричного анализа и математической статистики. Задачи минимизации удельного электропотребления решались методами параметрической оптимизации.

### **Научная новизна**

1. Разработана на основе обработки статистических данных математическая модель энергопотребления нефтеперекачивающей станции в функции объема

перекачиваемой нефти и перепада давления в МНП, отличающаяся от используемых в настоящее время на практике методик расчета более точным определением суммарного количества потребляемой электроэнергии и ее удельного значения на единицу транспортируемой продукции.

2. Предложена методика оптимизации режима работы нефтепровода по критерию минимальных затрат электроэнергии на заданный период, отличающаяся от известных возможностью минимизации для планового объема перекачки количества необходимых переключений.

3. Разработан алгоритм оптимизации параметров комбинированной схемы управления с регулируемыми и нерегулируемыми приводами, отличающийся возможностью определения минимума целевой функции - суммарной потребляемой насосным оборудованием станции мощности, для заданной производительности.

#### **Теоретическая значимость**

Полученные научные результаты расширяют теоретическую базу в области эксплуатации электротехнических комплексов основного электромеханического оборудования насосных станций магистральных нефтепроводов. Новые аналитические зависимости уточняют и совершенствуют методы расчета режимов энергоэффективности этого оборудования. Разработанные методики оптимизации режимов работы находящегося в эксплуатации оборудования, и оборудования, планируемого к внедрению, по критерию минимума расхода электроэнергии на единицу перекачиваемого продукта позволяют добиться снижения эксплуатационных расходов на перекачку нефти.

#### **Практическая значимость работы**

1. Методику расчета оптимизированных режимов перекачки рекомендуется использовать при составлении месячных планов работы магистрального нефтепровода и прогнозировании величины потребления электроэнергии для выполнения этих планов.

2. Предложенные мероприятия по модернизации основного электромеханического оборудования нефтеперекачивающей станции «Б. Черниговка»

магистрального нефтепровода «Узень-Гурьев-Куйбышев» и режимов его эксплуатации обеспечивают плановую экономию электроэнергии не менее 4,4 млн. кВт\*ч. в год, что в денежном выражении, в ценах 2025 г. составляет 18,5 млн. рублей.

3. Математическая модель представляющая зависимость электропотребления от объема перекачиваемой нефти и перепада давления в МНП используется в учебном процессе электротехнического факультета ФГБОУ ВО «СамГТУ» в курсах «Электропривод трубопроводного транспорта» и «Эксплуатация нефтепромышленного электрооборудования».

Практическая значимость работы подтверждается использованием результатов исследования на предприятиях ПАО «Транснефть» (АО «ТРАНСНЕФТЬ-ПРИВОЛГА» и ООО «ТРАНСНЕФТЬ - БАЛТИКА»), ООО «РИТЭК» и в учебном процессе ФГБОУ ВО СамГТУ (Приложения Г-Ж).

#### **Основные положения, выносимые на защиту**

1. Математическая модель, полученная на основе обработки статистических данных по эксплуатации нефтепровода, представляющая зависимость электропотребления от объема перекачиваемой нефти и перепада давления в МНП, позволяющая более точно определить суммарное количество потребляемой электроэнергии и ее удельное значение на единицу транспортируемой продукции.

2. Методика оптимизации режима работы нефтепровода по критерию минимальных затрат электроэнергии на заданный период, предназначенная для расчета графика перекачки планового объема нефти и минимизации количества необходимых переключений.

3. Алгоритм оптимизации параметров комбинированной схемы управления, включающей регулируемые и нерегулируемые приводы, позволяющий определить экстремум (минимум) целевой функции – суммарной потребляемой мощности насосным оборудованием станции, для заданной производительности.

4. Рекомендации по модернизации основного электромеханического оборудования нефтеперекачивающей станции «Б. Черниговка» магистрального нефтепровода Узень-Гурьев-Куйбышев и режимов его эксплуатации обеспечивающие плановую экономию электроэнергии.

**Диссертация соответствует паспорту специальности 2.4.2. «Электротехнические комплексы и системы» по следующим пунктам:** п.2. «Разработка научных основ ... эксплуатации электротехнических комплексов, систем и их компонентов»; п.3. «... структурный и параметрический синтез, оптимизация электротехнических комплексов, систем и их компонентов, разработка алгоритмов эффективного управления»

**Обоснованность и достоверность результатов, выводов и рекомендаций** обеспечена корректным использованием математического аппарата, соответствием результатов теоретического анализа и вычислительных экспериментов, обсуждением положений и выводов работы со специалистами в ходе конференций и научных мероприятий, подтверждается удовлетворительной сходимостью теоретических положений и данных, полученных на объектах эксплуатации исследуемых электротехнических комплексов.

**Адекватность результатов** подтверждается согласованностью с качественными результатами, полученными другими авторами, удовлетворительным совпадением с данными, полученными на объектах электротехнических комплексов ПАО «Транснефть», внедрением методик и алгоритмов на предприятиях трубопроводного транспорта.

#### **Апробация работы.**

Основные положения и результаты исследования диссертационной работы докладывались и обсуждались на XXII Международной научно-практической конференции «Цифровое общество: Научные инициативы и новые вызовы». Москва. LXXVI Международной научно-практической конференции «EurasiaScience». Москва, Региональной научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Электрические системы и сети». Самара. 2026, а также на научных семинарах кафедры «Электромеханика и автомобильное электрооборудование» ФГБОУ ВО «СамГТУ»

**По материалам диссертации опубликованы 8 работ, из них: 8 статей в журналах, рекомендованных ВАК РФ. Общий объем опубликованных работ 4,185 п.л. с авторским вкладом 2,395 п.л.**

**Результаты диссертации внедрены** в виде-алгоритма и методики оптимизации комплекса электротехнического оборудования нефтеперекачивающих станций АО «Транснефть-Приволга» и ООО «РИТЭК» для комбинированных схем управления насосными агрегатами с частотным регулированием скорости электродвигателей. Данные мероприятия позволили сократить затраты на модернизацию основного механоэнергетического оборудования. Разработанный алгоритм применялся для проведения технико-экономических расчетов в процессе модернизации и реконструкционных работ на объектах магистральных нефтепроводов. (Приложения Г-Е)

Математическая модель потребления электроэнергии насосным оборудованием НПС и программа ее реализации используется в учебном процессе электротехнического факультета Самарского государственного технического университета. (Приложение Ж).

### **Структура диссертации**

Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, библиографического списка. Основная часть изложена на 125 страницах, содержит 37 рисунков, 10 таблиц. Библиографический список содержит 114 наименований.

В первой главе проведен анализ актуальности проведенных исследований, определена проблема эффективности использования энергии при транспортировке нефти по системе магистральных нефтепроводов. Сформулированы ключевые критерии к электрооборудованию и его составляющим элементам для достижения заданной цели. На основании проведенного анализа научно-технической литературы по теме диссертации определен круг не решенных технических и научных проблем по повышению энергоэффективности процесса перекачки нефти. Сформулированы цель и задачи исследования.

Во второй главе на основе базовых теоретических положений электромеханики и гидродинамики проведен анализ влияния наиболее важных технологических параметров, характеризующих процесс транспортировки нефти на потребление электроэнергии основным и вспомогательным оборудованием НПС. Разработанная математическая модель, описывающая зависимости электропотребления

станцией от объемов перекачиваемой нефти, значения входного и выходного напора в трубопроводе, физических свойств перекачиваемого продукта, а также от режима работы вспомогательных комплексов электрооборудования, позволяет рассчитывать как суммарное потребление электроэнергии НПС, так и ее удельные, на единицу продукции, значения.

В третьей главе сформулирована и решена задача параметрической оптимизации режимов работы участка магистрального нефтепровода по потреблению электроэнергии. Оптимизационный алгоритм и соответствующая программа разработаны по адаптивной структуре, обеспечивающей изменение ключевых параметров и критериев оптимальности согласно поставленным исследовательским целям. В качестве основного критерия оптимальности режимов переключения насосных агрегатов был выбран минимум расхода электроэнергии на единицу перекачиваемой продукции  $q$ , кВт\*час/т. Дополнительным критерием выступал минимум количества переключений насосных агрегатов, обеспечивающий программу перекачки. Приведены результаты исследования влияния технологических переключений на расход электроэнергии в системе магистрального нефтепровода.

В четвертой главе на примере конкретной нефтеперекачивающей станции проведен анализ результативности модернизации комплекса насосного оборудования и применения системы частотно-регулируемого привода магистральных насосов. Предложенная методика компоновки комплекса насосного оборудования станции по комбинированной схеме позволяет рассчитать зоны малых подач насосов и избежать негативных последствий, вызванных этими режимами. Разработанный алгоритм оптимизации параметров комбинированной схемы управления, включающей регулируемые и нерегулируемые приводы, позволяет определить экстремум (минимум) целевой функции - суммарной потребляемой мощности насосным оборудованием станции, для заданной производительности. На примере комплекса из двух регулируемых и двух нерегулируемых агрегатов получено для оптимальной схемы значение экономии электроэнергии в зависимости от требуемой производительности.

В заключении подведены основные результаты работы, сделаны краткие выводы по диссертации и сформулированы перспективные направления продолжения и развития темы исследования

# 1. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР И ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

## 1.1 Проблема эффективного использования энергии при транспортировке нефти

Магистральные нефтепроводы представляют собой сложные и дорогие инженерные сооружения, включающие головные насосные станции, промежуточные насосные станции, трубопроводную линию и вспомогательные объекты инфраструктуры. Трубопроводный транспорт нефти является одной из немногих фундаментальных государствообразующих отраслей экономики России и обеспечивает транспортировку 93% добываемой в стране нефти. Затраты на электроэнергию в общих эксплуатационных расходах трубопроводных компаний составляют значительную часть. В конце 90-х годов, когда объём нефтедобычи сократился почти в два раза, акционерная компания «Транснефть» ежегодно затрачивала на транспортировку нефти примерно 5000 миллионов киловатт-часов электричества. После этого энергопотребление компании стабильно увеличивалось и сегодня в среднем достигает порядка 1,3 процента всего потребления электроэнергии в России.

Общая мощность электродвигателей одной насосной станции достигает десятков мегаватт, вследствие чего ежегодное потребление электрической энергии исчисляется сотнями миллионов киловатт-часов. Тем не менее лишь определённая доля данной энергии применяется эффективно. В связи с этим вопрос оптимального использования электроэнергии представляется значимым одновременно и с точки зрения экономики предприятия, и с позиции технических решений.

Основную долю на предприятиях трубопроводного транспорта составляет электроэнергия, потребляемая приводами магистральных насосных установок, обеспечивающих транспортировку нефти. Исследование годовых показателей энергопотребления ряда крупных нефтяных перекачивающих станций выявило, что свыше 90% общего объёма потребляемой электроэнергии расходуется на работу электродвигателей магистральных и подпорных насосных установок.

На НПС в качестве электроприводов магистральных и подпорных насосов применяются асинхронные и синхронные двигатели. К преимуществам асинхронных двигателей относятся: простая эксплуатация и обслуживание; маневренность; компактность и маленький вес; относительно низкая стоимость; низкие капитальные вложения при строительстве и реконструкции. Для привода подпорных и магистральных насосных агрегатов используются асинхронные электродвигатели мощностью до 5000 кВт, свыше – синхронные электродвигатели, обладающие более высоким КПД и перегрузочной способностью. От энергосбережения при работе синхронных и асинхронных машин во многом зависит энергоэффективность перекачки нефти и нефтепродуктов.

Вопрос обеспечения надежной и экономически эффективной работы электротехнического комплекса трубопроводных систем представляет значительный интерес для научного сообщества и технических специалистов компании «Транснефть». От его успешного решения во многом зависят макроэкономические показатели компании, во многом обеспечивающей экономический суверенитет страны. ПАО «Транснефть» находится в лидерах по снижению энергозатрат среди трубопроводных компаний стран СНГ и всего мира [13]. Несмотря на это, потенциал по повышению энергоэффективности перекачки нефти по магистральным трубопроводам имеется за счет реализации энергосберегающих мероприятий.

На рисунке 1.1 приведена диаграмма наиболее энергоэффективных мероприятий по разделу «Электроэнергия» одной из типовых НПС ПАО «Транснефть» за 2025 г.

Основной вклад в экономию электроэнергии вносят меры по совершенствованию технологий транспортировки нефти (69,9%). Замена насосов и электродвигателей на современные устройства с высоким уровнем энергоэффективности обеспечивает еще около 12,29%. Остальные направления включают автоматизацию электрических отопительных систем, внедрение инфракрасных нагревательных приборов (9,27%) и установку осветительного оборудования на основе светодиодов, чувствительных сенсоров света и перемещения (0,68%).



Рисунок 1.1 – Диаграмма процентного соотношения мероприятий по энергосбережению типовой НПС

Приведенные направления предполагают проведение научных изысканий и разработку инновационных энергосберегающих решений через выполнение ряда взаимосвязанных мер:

- создание и внедрение специализированных программных продуктов и методов оптимизации рабочих режимов трубопроводов, подбора оптимального сочетания насосных устройств и управления ими таким образом, чтобы обеспечить соблюдение планов поставок нефти при минимизации энергопотребления;
- обновление электрооборудования приводов подпорных и магистральных насосных станций путем замены морально устаревших механизмов на современные энергоэффективные аналоги, соответствующие новым требованиям по объему прокачки нефти;
- использование частотных преобразователей мощности для электродвигателей магистральных насосных установок на нефтяных перекачивающих станциях;
- разработка и введение систем анализа и прогнозирования затрат энергии на процесс транспортировки нефти и сопутствующие технологические операции.

Несмотря на большое количество работ российских и зарубежных учёных — А.М. Акбердина [5], К.Р. Ахмадуллина [12], А.Ф. Бархатова [14], Л.М. Беккера [15], Р.М. Богданова [16–22], К.В. Быкова [24], В.В. Васильковского [25], В.М. Велиева

[26], Е.В. Вязунова [27, 28], А.А. Галченкова [29], А.И. Гольянова [30–32], А.Г. Гумерова [33, 34], С.П. Миронова [53], А.В. Михайлова [54], З.Х. Павловой [69], П.А. Ревеля-Муроза [78–80, 114], С.В. Самоленкова [81, 82], В.А. Шабанова [92–101], В.В. Шалая [102–105], R.M. Paulini [113], посвящённых повышению энергетической эффективности трубопроводного транспорта, некоторые важные аспекты этой проблемы всё ещё требуют решения.

Исследование функционирования магистральных нефтепроводов показывает, что главным фактором повышения энергопотребления является неоптимальный выбор параметров рабочих режимов электронасосных установок. Значительные потери энергии происходят при недостаточной загрузке трубопроводов — когда насосы и электродвигатели работают неэффективно. Наряду с перебоями подачи нефти, отказ оборудования перекачивающих станций также заставляет менять рабочие режимы для поддержания необходимого объёма транспортирования. Аналогичная ситуация возникает при плановых изменениях пропускной способности системы, связанных с включением или выключением отдельных насосных агрегатов и целых станций. Это вызывает частые пуски мощных электродвигателей и высокие затраты электроэнергии.

Стоит подчеркнуть, что применяемые сегодня методы расчета затрат энергии на транспортировку нефти через крупные трубопроводные системы уже не соответствуют современным стандартам энергетических компаний. Это влечет за собой дополнительные финансовые расходы и увеличение стоимости транспортировки нефтепродуктов. Поэтому разработка математической модели, описывающей зависимости электропотребления станцией от объёмов перекачиваемой нефти, значения входного и выходного напора в трубопроводе, физических свойств перекачиваемого продукта, а также от режима работы вспомогательных комплексов электрооборудования, позволяющей рассчитывать как суммарное потребление электроэнергии НПС, так и ее удельные на единицу продукции значения, является одной из актуальных задач настоящего диссертационного исследования.

Повышение энергетической эффективности транспортировки нефти может быть достигнуто путем обновления и переоборудования насосных станций. Однако, несмотря на важность вопросов проектирования, реконструкции и модернизации объектов системы магистральных нефтепроводов, научная проблема создания методики оптимального выбора и комплектации основного электроприводного оборудования насосных станций с точки зрения повышения его энергоэффективности, пока еще остается недостаточно проработанной.

Использование регулируемых частотных электроприводов открывает значительные возможности для улучшения характеристик электрооборудования перекачивающих станций. Эти устройства обладают рядом преимуществ благодаря высокому КПД во всём диапазоне скоростей вращения, а также способности отказаться от традиционных способов регулирования производительности насосов, приводящих к неоправданному расходу энергии (таких как дросселирование, смена рабочего колеса и другие).

Однако замена существующего оборудования требует значительных затрат и должна иметь экономическое обоснование. Для этого важно установить критерии оценки экономической целесообразности данного мероприятия и выявить необходимые условия её реализации. Решение оптимизационной задачи расчёта режима работы станции, оборудованной как нерегулируемыми приводами магистральных насосов, так и двигателями с ЧРП — задача, которая не нашла достаточно полного отражения в анализируемых источниках.

## **1.2 Характеристика работы НПС**

Предметом исследования в диссертационной работе является структура электропотребления нефтеперекачивающей станции, методика компоновки комплекса насосного электрооборудования и оптимизация алгоритмов управления режимами его работы.

Структура электротехнического комплекса представлена в виде типовой технологической схемы НПС (рис.1.2) и типовой схемы электроснабжения НПС (рис.1.3).

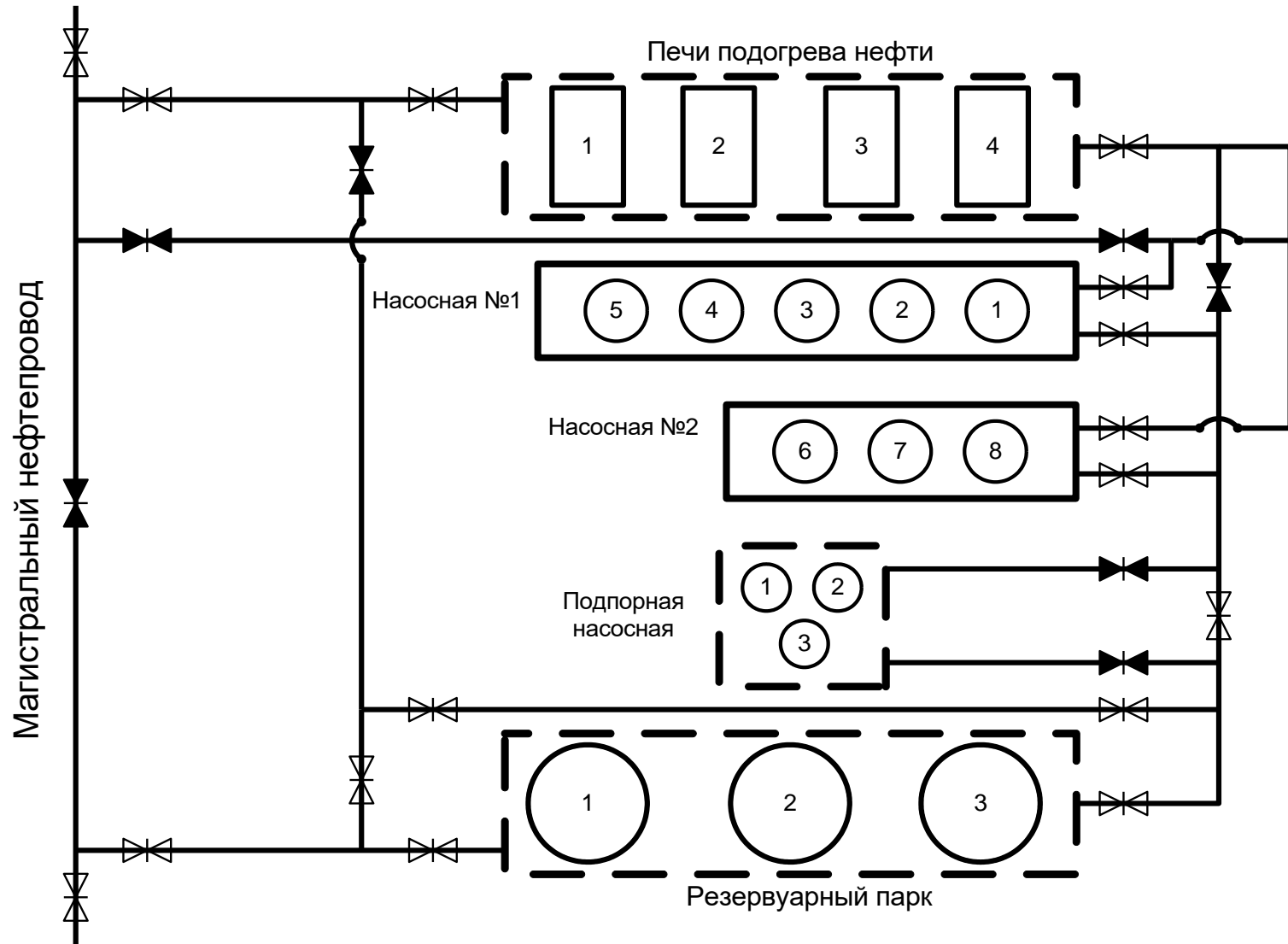


Рис. 1.2 Типовая технологическая схема НПС

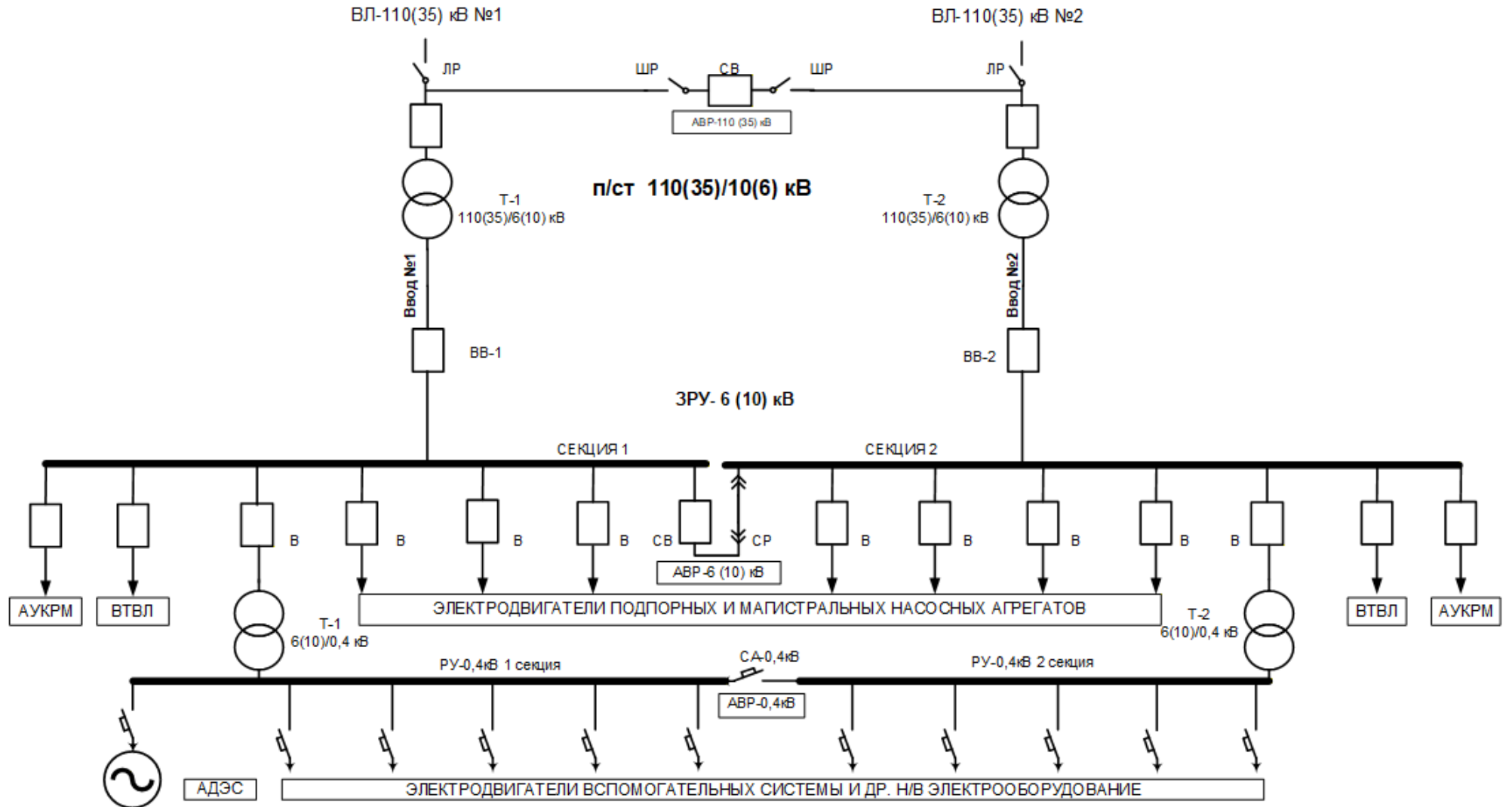


Рис. 1.3 Типовая схема электроснабжения НПС

НПС располагаются на нефтепроводах с интервалом 70-150 км. Станции оборудуются, как правило, центробежными насосами с электроприводом. Подача применяемых в настоящее время магистральных насосов достигает 12500 м<sup>3</sup>/ч. В начале нефтепровода находится головная НПС (ГНПС), которая располагается вблизи нефтяного промысла или в конце подводящих трубопроводов. ГНПС отличается от промежуточной НПС наличием резервуарного парка объемом, равным двух-, трехсуточной пропускной способности нефтепровода. Кроме основных объектов, на каждой НПС имеется комплекс вспомогательных сооружений: трансформаторная подстанция, котельная, а также системы водоснабжения, канализации и т.д. Если длина нефтепровода превышает 800-1000 км, его разбивают на эксплуатационные участки длиной 100-300 км, в пределах которых возможна независимая работа насосного оборудования. Промежуточные НПС на границах участков располагают резервуарным парком объемом, равным 0,3-1,5 суточной пропускной способности трубопровода.

Как головная, так и промежуточные НПС с резервуарными парками оборудованы подпорными насосами. Между собой подпорные насосы соединяются всегда параллельно, а магистральные в основном последовательно и редко параллельно.

Тепловые установки подогрева нефти применяются на нефтепроводах, предназначенных для транспортировки вязких и быстро застывающих нефтей. В отдельных случаях такие установки размещаются совместно с насосными станциями перекачки (НПС). Подогрев нефти осуществляется посредством паровых, жидкостных либо огневых нагревателей (нефтенагревательные печи). На потребление электроэнергии они значительного влияния не оказывают.

Насосные станции перекачки преимущественно принадлежат ко второму классу надежности энергоснабжения, следовательно, в соответствии с нормативами Правил устройства электроустановок (ПУЭ) [71], их питание электроэнергией должно обеспечиваться двумя независимыми резервирующими друг друга источниками питания.

Электроснабжение НПС осуществляется от двух ВЛ-110 (35) кВ, далее высокое напряжение, на понижающей подстанции, понижается до 6 (10) кВ и с помощью токопроводов или кабельных линий подается на распределительный пункт – закрытое распределительное устройство (ЗРУ). Обычно ЗРУ имеет двухсекционное исполнение с возможностью резервирования как в ручном, так и в автоматическом режимах (АВР). В ЗРУ установлены масляные или вакуумные выключатели, с помощью которых происходит включение и отключение ПНА и МНА. Также потребителями на напряжении 6 (10) кВ могут быть мощные электродвигатели пожарных насосов, батареи стат. конденсаторов, вдольтрассовые воздушные линии, трансформаторные подстанции 6 (10)/0,4 кВ и др. Электроприемники напряжением 0,4 кВ получают питание от понижающих подстанций. Понижающие подстанции, как правило имеют два трансформатора 6 (10)/0,4 кВ и две секции взаимно резервирующих друг друга как в ручном, так и в автоматических режимах.

### **1.3 Анализ работ по повышению энергоэффективности транспорта нефти**

Остановимся на краткой характеристике работ, посвящённых общим вопросам повышения энергоэффективности транспорта нефти.

Первоначально в нефтегазовом секторе не существовало стандартов, регламентирующих показатели энергоэффективности. В условиях стремительного развития индустрии после войны, нехватки промышленного оборудования и низкой стоимости энергоресурсов предпочтение отдавалось менее эффективным решениям при создании объектов инфраструктуры. Однако начиная с 80-х годов прошлого столетия ситуация меняется — разрабатываются первые технические нормы расчёта энергопотребления для транспортировки нефти трубопроводным транспортом [74, 75].

Накопленный реальный опыт привел к постепенному совершенствованию нормативной базы, итогом которого стало появление целой серии ведомственных руководящих документов, направленных на повышение эффективности

энергообеспечения процессов добычи, транспортировки нефти и нефтепродуктов, а также планирования и учёта расхода электроэнергии [67, 68, 76, 77].

Сегодня эффективность функционирования трубопроводного транспорта значительно возросла благодаря разработкам отечественных и зарубежных ученых. Значительный вклад был внесён исследованиями таких авторов, как [14, 17-19, 32, 55, 56, 69, 72, 78-80, 83, 102-105].

В работе [55] предлагается оптимизировать существующую методику составления оптимального плана-графика работы магистрального по критерию минимизации энергозатрат по следующему алгоритму.

1. Устанавливают планируемый объём транспортировки сырья  $V$ .
2. По технологической карте выбирают разрешённые режимы эксплуатации магистрального нефтепровода.
3. Определяют плановое количество рабочих часов каждого участка МНП за месяц, исключая запланированные остановки.
4. Формируют целевую функцию путём суммирования произведений производительности на продолжительность работы и удельных затрат энергии для выбранного допустимого режима  $i$ .
5. Решают оптимизационную задачу поиска минимума общих энергетических затрат при заданных ограничениях объёма транспортируемого сырья и общего рабочего времени всех режимов за месяц.

Формулировка задачи выглядит следующим образом:

$$\sum_{i=1}^N Q_i * t_i * E_{i,уд} \rightarrow \min, \quad (1.1)$$

$$\sum_{i=1}^N t_i = t_{раб}, \quad (1.2)$$

$$\sum_{i=1}^N Q_i * t_i = V, \quad (1.3)$$

$$t_i \geq 0, \quad i = 1 \dots, N, \quad (1.4)$$

где  $i$  – номер режима;

$N$  – общее количество режимов;

$Q_i$  – производительность  $i$ -го режима, тонн в час;

$E_{i, уд}$  – удельное потребление электроэнергии  $i$ -го режима, киловатт-час на тонну;

$t_i$  – время работы на  $i$ -м режиме, часы;

$t_{раб}$  – общий фонд рабочего времени участка МНП в штатном режиме за месяц, часы;

$V$  – планирующийся объём перекачиваемого сырья, тонн в месяц.

Предлагаемое авторами изменение подхода к задаче оптимизации режима перекачки обусловлено наличием свободных резервуарных ёмкостей, позволяющих варьировать объём транспортируемой жидкости ежедневно. Отклонение между планируемым объёмом транспортировки и фактическим находится в пределах допустимой вместимости резервуаров, обеспечивая необходимую степень гибкости для формирования наиболее эффективных ежедневных и ежемесячных графиков транспортировки, соблюдая при этом установленные объёмы поставок покупателям и приёма сырья от поставщиков.

Для решения данной задачи предлагаются два метода:

— определение оптимальных условий эксплуатации насосного оборудования при фиксированном объёме перекачиваемой жидкости исходя из критерия минимизации общих затрат энергии;

— выбор оптимального времени функционирования насосной системы при заданных эксплуатационных условиях и требуемом объёме перекачки также ориентируясь на критерий минимума суммарных энергозатрат.

При реализации первого варианта оптимизационной задачи сначала устанавливаются базовые режимы перекачки согласно графику, после чего пересчитываются периоды работы в каждом режиме таким образом, чтобы минимизировать общие затраты электроэнергии. Итоговый результат — откорректированный график транспортировки, учитывающий оптимальное распределение рабочего времени насосного оборудования.

Второй вариант решения задачи оптимизации заключается в определении наиболее эффективных рабочих режимов и наилучшего времени эксплуатации в указанных режимах при фиксированном месячном объёме перекачиваемого продукта, исходя из минимизации общих затрат энергии. Итогом такой оптимизации является подбор оптимального режима транспортировки и расчёт идеального периода перекачки в выбранном режиме.

Применение этих методов оптимизации при разработке графика перекачек позволяет достичь экономии электроэнергии, по утверждению авторов, примерно в 4% ежегодно.

К недостаткам указанного метода выбора оптимальных режимов работы нефтепровода следует отнести отсутствие учета и минимизацию количества изменений режима перекачки, напротив, разработанный алгоритм предполагает корректировки режимов работы и их комбинации, что приведет к увеличению пусков электроприводов насосов и сопутствующим негативным последствиям. Кроме этого, методика применима лишь для головных станций, имеющих собственный резервуарный парк. При отсутствии резервуаров на линейных НПС данная методика не может быть использована.

Авторы [83] рекомендуют применять следующий алгоритм оценки и выбора экономичного рабочего режима насосного оборудования, схема которого приведена на рис. 1.4. Работу насосного агрегата считают оптимальной, когда отклонение коэффициента полезного действия (КПД) от максимального значения составляет менее 7%. Следовательно, рабочий диапазон эксплуатации насоса должен находиться в пределах допустимого изменения КПД — не превышать указанного уровня.

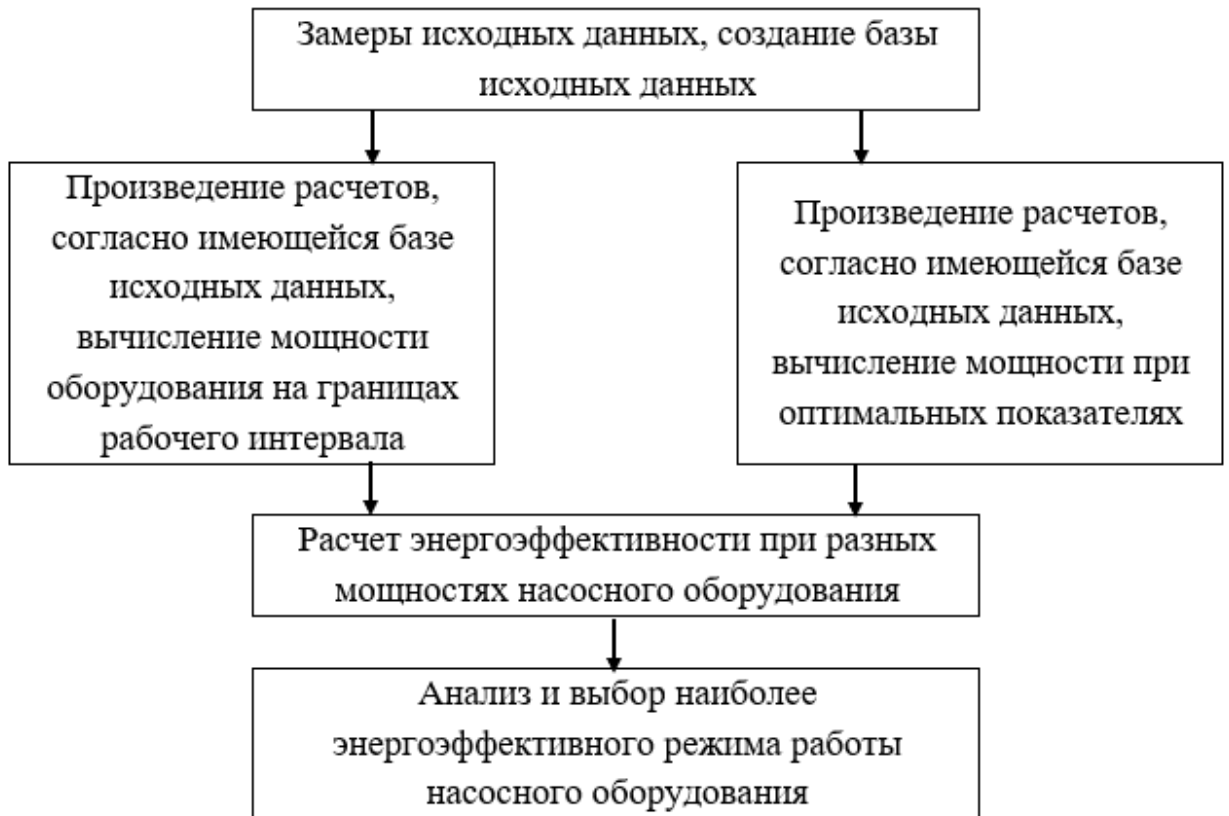


Рисунок 1.4 Алгоритм анализа и выбора энергоэффективного режима работы насосного оборудования [83].

Условное изображение рабочего интервала насоса приведены на рис. 1.5.

Приведенный алгоритм имеет существенные недостатки в виде ограниченного числа режимов, которые будут удовлетворять заданным условиям. Продолжительная возможность работы насосного оборудования без изменения режима будет зависеть от полезной емкости резервуарного парка, а на промежуточных станциях для некоторых случаев потребуются прибегнуть к регулированию с помощью дросселирования, что будет снижать энергоэффективность процесса транспортировки нефти по магистральному трубопроводу в целом.

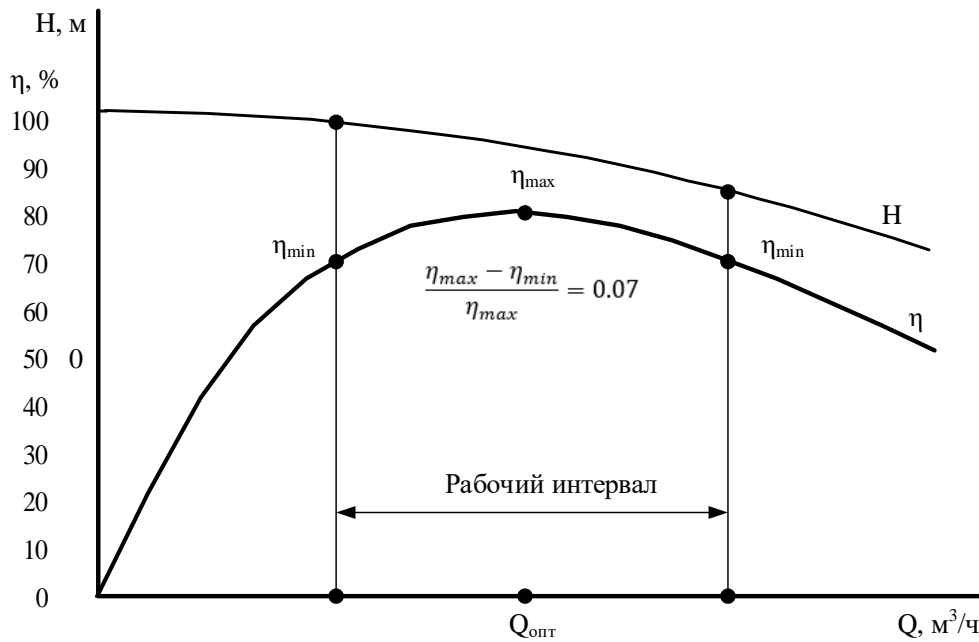


Рисунок 1.5 Условное изображение рабочего интервала насоса

Автор [72] разработал подход для анализа уровня энергопотребления действующих магистральных нефтепроводов. Предложенный метод основан на математическом описании энергетической эффективности трубопровода. В качестве исходных характеристик этой модели используются данные о составе оборудования, конструкционных параметрах самого трубопровода и физико-химических свойствах перекачиваемой среды. Дополнительно вводятся критерии сравнения. Выходными параметрами являются рейтинги энергоэффективности исследуемых объектов.

Метод позволяет выбирать наиболее экономически выгодный вариант путём последовательного ранжирования по ряду входных показателей. Вместе с тем остаются нерешёнными вопросы оптимального выбора конечного решения и перспектив возможного улучшения энергетических характеристик избранной системы.

Задача, аналогичная рассматриваемой в данной диссертации, представлена в источниках [18, 30].

Предложено использовать специальную формулу для расчета расходов электроэнергии, которая позволяет учесть специфику работы трубопроводной системы и оценить энергоэффективность. Вместо традиционного показателя грузооборота в формуле применяется произведение объёмов перекачиваемой нефти и соответствующего ей давления, требуемого для перемещения данного объёма через

конкретный участок трубы. Основываясь на этой зависимости, создана методика расчёта удельного расхода энергии посредством специализированного программного обеспечения. С её помощью можно объективно сопоставлять эффективность разных технологий транспортировки нефти и нефтепродуктов применительно к различным характеристикам трубопровода, объемам прокачки и свойствам транспортируемой жидкости. Вместе с тем, такая оценка не включает возможности оптимизации энергопотребления путём внедрения частотно-регулируемого привода насосов и выбора наилучших рабочих режимов перекачки.

Диагностика оборудования насосных станций магистральных нефтепроводов (НПС МН), представленная в [35], является важным инструментом повышения энергоэффективности и ресурсосбережения. Современные хозяйственные условия требуют снижения издержек, сокращения расходов и децентрализации управления производством. В результате предприятия чаще отказываются от регулярных плановых обновлений производственного оборудования, предпочитая стратегию prolongation срока службы техники путем усовершенствования методов и инструментов технической диагностики, обслуживания и ремонта электроустановок.

Это достигается постоянным мониторингом ключевых эксплуатационных характеристик: вибрации, электрических параметров, температурных режимов и прочих значимых показателей, а также проведением специализированными организациями периодической аттестации и проверки основного электрооборудования НПС МН, включающего электродвигатели, силовые трансформаторы, дизель-генераторные установки и пр.

По результатам диагностики возможно своевременное проведение технического обследования и продление сроков работы энергетического оборудования нефтеперекачивающих станций магистральных трубопроводов с выдачей обоснованных рекомендаций.

Вместе с тем в данной работе не рассматриваются вопросы разработки функционально-математических моделей энергопотребления НПС, которые могли бы эффективно решать задачи оптимизации расходования электроэнергии в различных технологических условиях.

В данной работе, к сожалению, не рассмотрены функциональные математические модели потребления электроэнергии на НПС, которые позволяли бы решать задачи оптимизации удельного электропотребления в различных технологических режимах.

Вопросам прогнозирования и норм энергопотребления предприятий посвящено достаточно работ, близкими по своей тематике являются исследования Б.Н. Зотова [40], С.А. Кассема [41], Н.В. Токочаковой [86], А.М. Шаммазова [106].

В статье [40] предлагается делить общие энергозатраты нефтеперекачивающих станций на две части — внутренние нужды самой станции и энергию, затраченную непосредственно на транспортировку нефти. Внутренние нужды включают расход энергии на освещение, отопление зданий, вентиляцию, прочие мероприятия, не связанные непосредственно с перекачкой сырья, а также случайные затраты типа ремонта оборудования после аварий. Энергия, потребляемая исключительно для прокачки нефти, складывается из электропотребления основных насосов, вспомогательных агрегатов, устройств запуска, систем маслоснабжения, охлаждения электродвигателей и прочих элементов инфраструктуры.

При постоянной загрузке трубопроводной системы, когда объем перекачиваемого сырья остается постоянным год от года, энергопотребление следующего периода примерно равно предыдущему. Если же ожидается увеличение объемов перекачки нефти, прогнозируемый расход электроэнергии рассчитывается следующим методом.

Затраты энергии, не зависящие от объема транспортируемой нефти (освещение, поддержание температуры и прочие постоянные нагрузки), сохраняются постоянными на весь период эксплуатации и определяются следующим образом:

$$W_{Bconst} = w_1 \Delta t, \quad (1.5)$$

где  $w_1$  расходы за единицу времени;

$\Delta t$  — представляет собой расчетный временной интервал.

Расход электроэнергии вспомогательного оборудования зависит от работы основного оснащения и рассчитывается следующим образом:

$$W_{Bvar} = (w_2/Q_1)Q_2\Delta t, \quad (1.6)$$

либо

$$W_{Bconst} = k_1 \sum W_{дв'}, \quad (1.7)$$

где  $w_2$  показывает дополнительные издержки за единицу времени при транспортировке объема  $Q_1$ ;

а  $Q_2$  соответствует ожидаемому объему перекачиваемой жидкости за указанный период.

Энергозатраты основных насосных агрегатов рассчитывают согласно следующим уравнениям:

$$\sum W_{НПС} = \sum W_{дв'}, \quad (1.8)$$

где  $\sum W_{дв'}$  – означает общие затраты электроэнергии на функционирование всех насосов за единицу времени.

Если возникает необходимость наполнять резервуары на насосной станции, расход электроэнергии подпорных насосов учитывается отдельно:

$$\sum W_{рез} = \sum W_{подп}\Delta t, \quad (1.9)$$

где  $\sum W_{подп'}$  – отражает потребление электроэнергии подпорными агрегатами при заполнении емкостей.

При пуске затраты электроэнергии рассчитываются как:

$$W_{доп} = k_2 I_{cp} U \Delta t n, \quad (1.10)$$

где  $k_2$  – кратность пускового тока двигателя;

$I_{cp}$  – номинальный ток двигателя;

$U$  – питающее напряжение;

$\Delta t$  – интервал времени запуска электродвигателя;

$n$  – расчетное количество пусков.

Расходы электричества на дополнительные системы определяются в виде доли от общих расходов на основные нужды:

$$W_{доп2} = k_3 W_{дв'}, \quad (1.11)$$

где  $k_3 = (0,005 \dots 0,02)$ .

Общее потребление энергии всеми насосными станциями за отчетный временной интервал выражается следующим образом:

$$W_{\text{НПС}} = (1 + k_1 + k_3) \sum W_{\text{дв}} + W_{\text{Bconst}} + W_{\text{доп}}, \quad (1.12)$$

Если вдоль трубопровода установлено  $n$  насосных станций, то общие удельные расходы электрической энергии на перемещение определенного объема нефтепродуктов рассчитываются по формуле:

$$W_{\text{нтр}} = \sum_{i=1}^n W_{\text{НПС}}, \quad (1.13)$$

Общие издержки за планируемый срок  $T$  определяются:

$$W_{\text{прг}} = W_{\text{нтр}} T, \quad (1.14)$$

При прогнозировании потребления электроэнергии на период, когда объем перекачки возрастает и составляет  $kQ$ , где  $k > 1$ , то в выражениях (1.8) – (1.11) следует добавить множитель  $k$ . Если меняются реологические характеристики транспортируемой нефти (например, её плотность или вязкость), корректировка расчетов осуществляется по выражению (1.15):

$$\sum W'_{\text{дв}} = \sum W_{\text{дв}} \left( \frac{\rho_2 \eta_1}{\rho_1 \eta_2} \right), \quad (1.15)$$

где  $\rho_1$  — значение плотности нефти за предшествующий расчетный период;  $\rho_2$  — среднее значение плотности нефти на прогнозируемый период;  $\eta_1$  — паспортная эффективность насоса при испытаниях на воде;  $\eta_2$  — скорректированный показатель эффективности насоса с учетом новой вязкости среды.

Коэффициент полезного действия насоса вычисляется следующим образом:

$$\eta_2 = \eta_1 C_\eta, \quad (1.16)$$

$C_\eta$  — выбирается в зависимости от числа Рейнольдса.

Приведенный метод позволяет выполнить прогнозирование электропотребления на предстоящий период только при неизменном грузообороте или в случае его увеличения. Методика не позволяет оценить с необходимой точностью затраты

электроэнергии в случае значительного сокращения объемов транспортировки нефти. Также стоит отметить, что метод достаточно трудоемок и требует сбора значительного количества исходных данных.

Автором работы [86] предложена методика расчета и прогноза потребления электроэнергии, основанная на создании расчетно-статистических моделей режима энергопотребления с учетом воздействующих факторов. Для оценки энергопотребления отдельных участков нефтепроводов используется многофакторная модель, включающая объем перекачиваемой нефти (который влияет на потребление мощности насосами и двигателями), физические и химические параметры нефти (такие как вязкость и температура), а также особенности конструкции самого трубопровода (выраженные через эффективный диаметр трубы). Математическое описание модели энергопотребления выглядит следующим образом:

$$W = \beta_p * P + \beta_v * v + \beta_d * d_3 + \beta_0, \text{ кВт} * \text{ч/сут}, \quad (1.17)$$

здесь  $\beta_p$  – коэффициент линейной ММ, кВт\*ч/тыс. т\*км;

$P$  – производительность участка МН, тыс. т\*км/сут;

$\beta_v$  – коэффициент линейной ММ, кВт\*ч\*с/(м<sup>2</sup>\*сут);

$v$  – вязкость нефти, м<sup>2</sup>/с;

$\beta_d$  – коэффициент линейной ММ, кВт\*ч/(м\*сут);

$d_3$  – расчетный диаметр трубы нефтепровода, м;

$\beta_0$  – свободный член уравнения линейной ММ, кВт\*ч/сут.

Число учитываемых факторов в модели зависит от её целевого назначения и значимости конкретной подсистемы. Основополагающей моделью для прогнозирования расхода электроэнергии является многомерная расчетно-статистическая модель энергопотребления, где каждый отдельный фактор представляет собой параметр одной или нескольких взаимосвязанных подсистем.

Например, эквивалентный диаметр трубопроводной сети при фиксированной геометрии конструкции необязательно включать в расчетную модель ввиду незначительного влияния данного параметра на итоговую точность результата. Аналогично, при постоянной вязкости нефти этот показатель допустимо заменить корректировочным коэффициентом  $k_v$  — зависимым от сезона эксплуатации.

Моделирование отдельного участка нефтепровода осуществляется таким образом: сначала на основании собранной статистики за предыдущий временной интервал (например, прошлый год) составляется информационная база, содержащая данные по энергопотреблению ( $W$ ) и объему перекачиваемой нефти ( $P$ ).

Затем полученные динамические последовательности значений  $\{W\}$  и  $\{P\}$  подвергаются процедуре сглаживания методом, скользящей средней. После этого с помощью метода наименьших квадратов определяется линейное уравнение зависимости потребления электрической энергии от объема транспортировки нефти. Наконец, в полученную модель вносятся корректировочные коэффициенты, учитывающие специфические условия работы данного нефтепровода.

Предложенный метод прогнозирования энергопотребления оказывается трудно применим из-за сложных взаимосвязей между подсистемами, влияющими на процесс нефтетранспортировки. К тому же, модель включает несколько коэффициентов регрессии и корректирующих факторов, уточнение значений которых требует больших объёмов статистической информации — это дополнительно усложняет расчёты и снижает их точность.

Исследования по прогнозированию электропотребления с использованием нейронных сетей представлены в работах [41, 106].

В работе [106] по имеющимся статистическим данным за  $N$  прошедших периодов составляется прогнозный план расхода электроэнергии на сутки вперёд на  $T$  шагов. Задаётся точность прогноза  $H$ . Для прогнозирования применяется математическая модель на основе нейронных сетей. Алгоритм решения задачи представлен на рисунке 1.6.

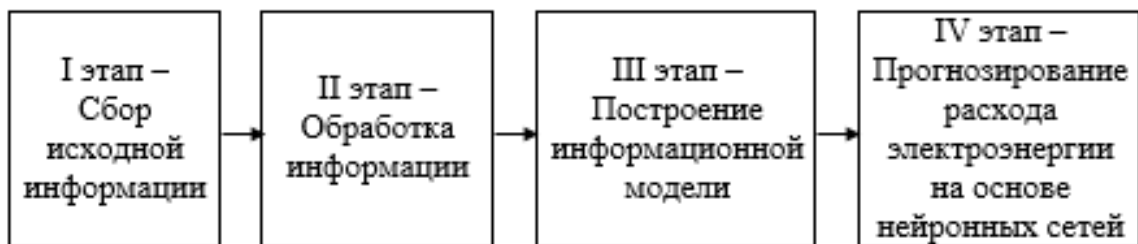


Рисунок 1.6. Схема планирования расхода электроэнергии [106].

Алгоритм построения математической модели прогнозирования расхода электроэнергии на  $T$  шагов вперед является итерационным.

Зависимость расхода электроэнергии выражается следующим образом:

$$W(t) = f(p(t), v(t), V(t), \delta V(t)) + \xi, t \in T, \quad (1.18)$$

где  $f$  – искомая функция;

$t$  – временной интервал;

$\xi$  – предполагаемая погрешность, отражающая неопределенность связи между исходными параметрами и конечным результатом («шумы»).

В процессе построения нейросетевой модели общий набор данных был разделён на три части: обучающую, проверочную и тестовую выборки.

Использовался метод обучения через обратный ход ошибок. В результате после 1000 итераций обучение и кросс-проверки по утверждению авторов, дали среднюю ошибку прогноза около 1%, причем лишь два наблюдения имели отклонение до 3%.

Таким образом, применение нейронных технологий для прогнозирования энергопотребления является возможным, однако достижение достоверных результатов требует наличия обширной репрезентативной базы данных, сбор которой может длиться несколько лет.

Задача аналогичная той, что рассматривается в данной диссертации, также изучается в источнике [29]. Был разработан специализированный программный продукт, включающий такие модули функциональности:

- модуль загрузки данных технологической карты эксплуатационных режимов,
- модуль ввода сведений о планируемых режимах функционирования магистральных нефтепроводов,
- подсистема расчёта планируемого расхода электрической энергии,
- компонент подготовки отчётной документации согласно установленным требованиям регламента.

Данный комплекс обеспечивает возможность планирования деятельности магистральных нефтепроводов на определённый временной интервал (год, квартал, месяц, сутки с детализацией по часам), учитывая совместную эксплуатацию нефтепроводов и резервуаров нефтехранилищ. Однако стоит отметить недостатки

данного решения — автоматизация процесса сбора входных данных отсутствует внутри самого комплекса, поскольку используемые данные формируются внешними средствами и требуют ручного ввода, причем каждая итерация требует ручной коррекции в зависимости от результатов работы насосных станций.

С началом нового века и бурным развитием полупроводников широкое применение получили электроприводы с регулированием частоты вращения рабочего колеса насоса с помощью частотного регулирования (частотно-регулируемые приводы, далее по тексту ЧРП). Этой тематике посвящено большое количество исследований Л.М. Беккера [15], К.В. Быкова [24], В.В. Васильковского [25], В.Л. Еловика [38], Д.А. Михайлова [54], Р.С. Гаспарянца [70], А.П. Туманского [89], В.А. Шабанова [92-101], А.И. Щербаня [110]. Но стоит отметить, что разработок по тематике применения электроприводов с регулированием и без регулирования при работе их в группе достаточно немного.

Работа [70] описывает методику комплексного управления работой электродвигателей насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций. Как правило, установки оборудованы однотипными приводами одинаковой мощности. Авторами предложено использование приводов разной мощности с контролем общей нагрузки подключенных двигателей и сравнением её с требуемой производительностью перекачки, определяющейся расходом транспортируемой нефти магистрального трубопровода. При выявлении несоответствия между фактической и заданной мощностью система автоматически корректирует число включаемых частотно регулируемым приводов насосов для устранения этой разницы. Все двигатели распределены по группам нарастающего ряда мощностей — по закону геометрической прогрессии: группа А = 1 МВт, В = 2 МВт, С = 4 МВт, D = 8 МВт, E = 16 МВт и так далее вплоть до группы M = 2n, где n последовательно принимает значения 1, 2, 3... k. Под частотно-регулируемое управление выведены только два двигателя наименьшей мощности (А и В); зачастую именно такого регулирования достаточно для точной настройки производительности НПС.

Структурная схема управления режимом работы электродвигателей магистральных насосов НПС приведена на рисунке 1.7.

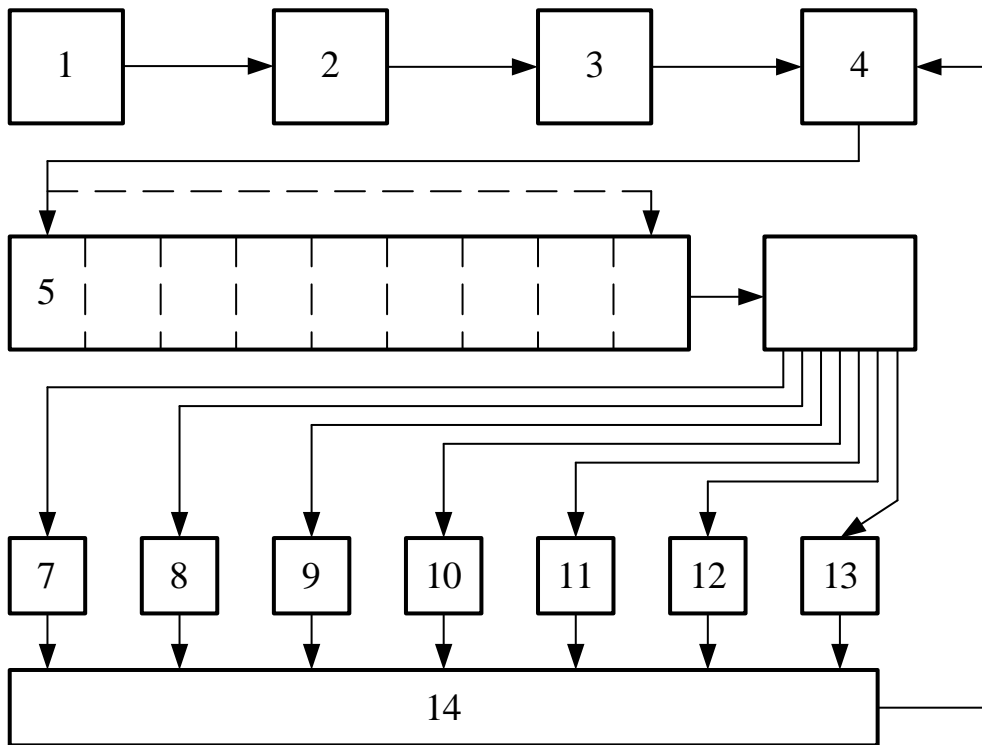


Рисунок 1.7 – Структурная схема управления [70].

- 1 – Нефтеперекачивающая станция;
- 2 – модуль установки требуемого объема прокачки нефти через НПС ( $Q_{зад}$ );
- 3 – узел задания номинальной мощности электродвигателей основных насосов ( $P_{зад}$ );
- 4 – компараторный блок (сравнивающий элемент);
- 5 – регистратор циклических сравнений заданной величины  $P_{зад}$  с градациями нагрузочной характеристики двигателей;
- 6 – исполнительное устройство управления;
- 7-13 – ступени диапазона значений мощности групп приводных электродвигателей магистральный насосов (А, В, С, D, Е,..., М);
- 14 – блок суммарного учета текущей активной мощности работающих насосных агрегатов.

К недостатку описанного метода следует отнести отсутствие возможности работы насосных агрегатов вне рабочего интервала, при котором работа НА мало эффективна и не рекомендуется производителем. Также применение разнотипных насосов снижает надежность работы нефтепровода по причине отсутствия резерва.

Для обеспечения резервирования требуется увеличивать количество электроприводов, что влечет за собой рост основных фондов.

В статье В.А. Шабанова [97] представлены аналитические выражения рабочих характеристик магистральных насосов НПС, работающих в условиях частотного регулирования электродвигателей и комбинированного режима эксплуатации — последовательное соединение регулируемого и нерегулируемого оборудования.

Схема технологического участка магистрального нефтепровода, включающего четыре НПС, представлена на рисунке 1.8.

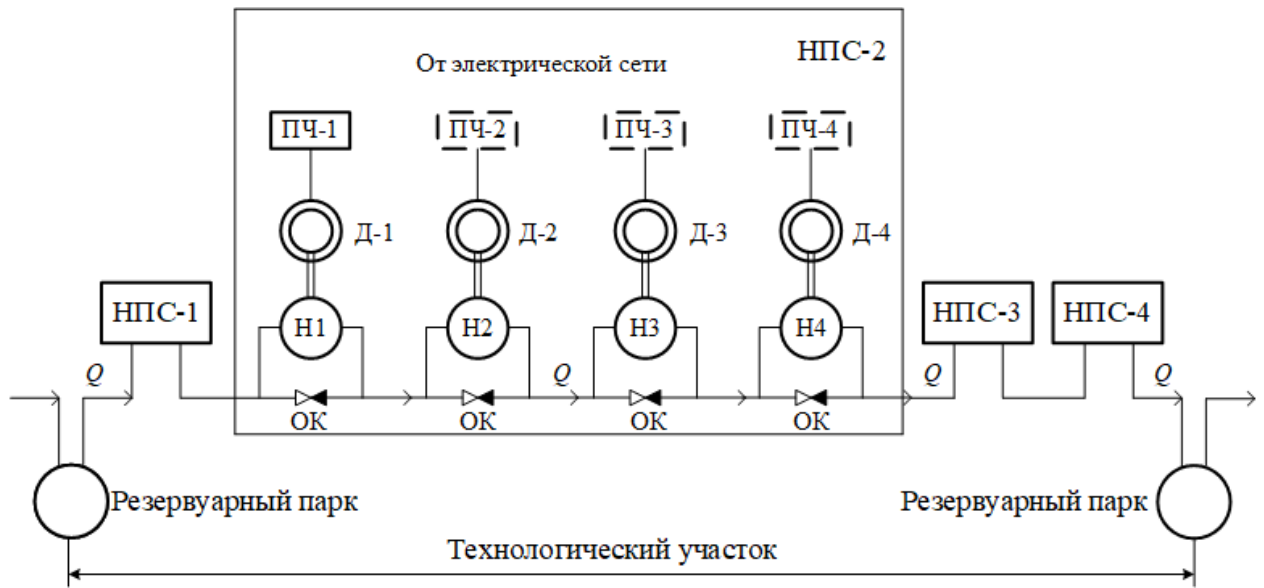


Рисунок 1.8. Схема включения магистральных насосов, электродвигателей и преобразователей частоты на НПС [97].

Расход регулируемого насоса, функционирующего в технологическом участке трубопровода, определяется следующим образом:

$$Q^{2-m} = \frac{a_p v^2 + A}{b_p + B}, \quad (1.19)$$

где  $m$  — показатель режима движения жидкости;

$a_p$  и  $b_p$  — параметры напорно-расходной характеристики регулируемого насоса;

$v$  — отношение текущей частоты вращения насоса к номинальному значению;

$$A = a_{\Pi} + \sum_{i=1}^n a_i - \Delta z - h_{\text{ост}}, \quad (1.20)$$

$$B = 1.02fL + \left[ \frac{b_{\Pi}}{m_{\Pi}^{2-m}} \right] + \sum_{i=1}^n b_i. \quad (1.21)$$

При организации перекачки методом «насос-на-насос» конструкция трубопровода предусматривает обратный клапан (на рис. 1.8 обозначен как ОК), закрытый в штатном режиме. Регулируя частоту вращения насоса прямо в потоке жидкости, его ротор испытывает воздействие давления рабочей среды вне зависимости от направления изменения оборотов — ускорения либо замедления. По достижении заданной частоты вращения, определяемой условиями эксплуатации магистрального нефтепровода, этот клапан автоматически открывается, переключая насос в режим холостого хода. Величина минимальной допустимой частоты вращения регулируемого насоса устанавливается исходя из характеристик конкретного трубопровода и всех насосных станций, участвующих в транспортировке нефти:

$$\omega_{\text{мин}} = \omega_{\text{ном}} \sqrt{\frac{b_p Q_{\text{ок}}^{2-m}}{a_p}}, \quad (1.22)$$

здесь  $\omega_{\text{ном}}$  обозначает номинальную частоту вращения,

$Q_{\text{ок}}$  представляет собой пропускную способность трубопровода при полностью открытом обратном клапане.

При выражении скорости в долях от номинальной значения мощности и момента регулируемых насосов составят:

$$P = \frac{\rho g Q a_p (v^2 - v_{\text{мин}}^2)}{\eta_{\text{нас}}}, \quad (1.23)$$

$$M = \frac{\rho g Q a_p (v^2 - v_{\text{мин}}^2)}{\eta_{\text{нас}} v \omega_{\text{ном}}}, \quad (1.24)$$

Формула (1.24) не применяется напрямую для расчёта механических характеристик вследствие отличий фактического КПД регулируемых насосов от указанных в документации. КПД регулируемого насоса представлена аналитическим уравнением следующего вида:

$$\eta_{\text{нас}} = c_1 + c_2 v Q + c_3 v^2 Q^2, \quad (1.25)$$

Здесь  $c_1, c_2, c_3$ — аппроксимационные коэффициенты, рассчитанные методом наименьших квадратов.

Механические характеристики регулируемого насоса в рабочем диапазоне оборотов, зависящие одновременно от частоты вращения и расхода, представлены формулой:

$$M = \frac{\rho g Q a_p (v^2 - v_{\text{мин}}^2)}{(c_1 + c_2 v Q + c_3 v^2 Q^2) v \omega_{\text{ном}}}, \quad (1.26)$$

Чтобы выразить механические характеристики регулируемого насоса через одну переменную (частоту вращения), в формулу (1.26) вместо параметра  $Q$  подставляют формулу (1.19):

$$M = \frac{\rho g a_p (v^2 - v_{\text{мин}}^2) \left( \frac{a_p v^2 + A}{b_p + B} \right)^{\frac{1}{2-m}}}{\left( c_1 + c_2 v \frac{a_p v^2 + A}{b_p + B} + c_3 v^2 \left( \frac{a_p v^2 + A}{b_p + B} \right)^2 \right) v \omega_{\text{ном}}}, \quad (1.27)$$

Уравнение (1.27) является математическим описанием основного нефтяного насоса при устойчивой работе трубопровода. Входящие параметры этой модели включают подачу насоса  $Q$ , плотность перекачиваемой среды  $\rho$ , коэффициенты регулируемого насоса  $a_p, b_p$ ; коэффициенты  $A$  и  $B$ , учитывающие гидродинамические свойства трассы и коэффициенты давления всех установленных насосов.

Разработанная методика для рабочего участка механической характеристики регулируемого электропривода в условиях противодействия не учитывает рабочие диапазоны насоса и поэтому возможна работа насосного оборудования в области неэффективного КПД.

В труде В.Л. Еловича [38] исследуется совместная работа электродвигателей насосных установок при параллельном подключении оборудования.

Точки режима регулируемых насосных агрегатов перемещаются вдоль кривой гидравлической характеристики трубопроводной системы. Траектории движения рабочих точек отражают эксплуатационные параметры насоса. Рабочая характеристика представляет собой траектории перемещения рабочих точек ( $Q_i, H_{\text{тр}}$ ), соответствующих регулируемым насосам, работающим совместно с

нерегулируемыми насосами при изменении частоты вращения роторов. Уравнения характеристик регулируемых насосных агрегатов записываются следующим образом:

$$Q_{рег}^i = Q_{тр} (H_{тр}) - \sum_{i=0}^{i=m} Q_{нрег}^i (H_{тр}), \quad (1.28)$$

где  $Q_{тр} (H_{тр})$  – характеристика трубопровода, выраженная через  $H_{тр}$ ;

$Q_{нрег}^i (H_{тр})$  – характеристика  $i$ -го насоса, работающего параллельно с регулируемым, выраженная через  $H_{тр}$ ;

$m$  – количество нерегулируемых насосов в составе насосной станции.

$H_{тр}$  – напор на выходе НПС.

Рабочие характеристики системы, состоящей из двух управляемых электродвигателей и  $m$  нерегулируемых приводов при параллельном подключении, можно выразить следующей формулой (1.29):

$$Q_{рег}^i = \frac{1}{2} [Q_{тр} (H_{тр}) - \sum_{i=0}^{i=m} Q_{нрег}^i (H_{тр})], \quad (1.29)$$

Эта формула справедлива только при условии, что оба насоса работают на одной и той же частоте вращения. Внешний вид рабочей характеристики зависит главным образом от метода управления, количества регулируемых и нерегулируемых агрегатов, работающих одновременно.

Также предлагается графоаналитический способ оценки рабочего режима регулируемого привода, который позволяет определить зону ухудшения эффективности при малых расходах перекачиваемой среды. Использование однотипных насосов в этой зоне весьма неэффективно. Решение заключается в применении разнотипных насосов, обладающих такими параметрами, чтобы избежать выхода регулируемого устройства за границы оптимальной производительности.

Предложенный графоаналитический метод анализа зон низкой подачи насосных станций, соединенных параллельно-смешанным способом, отличается значительной сложностью и трудоемкостью, что ограничивает его использование инженерами-практиками непосредственно на предприятии.

Проведенное исследование публикаций, посвященных улучшению энергетической эффективности нефтяного транспорта, свидетельствует о том, что, несмотря на значительный массив научных изысканий, некоторые аспекты этой проблемы до сих пор остаются нерешенными. Не решены задачи выбора оптимального режима работы магистрального нефтепровода, отсутствуют общие методики прогнозирования электропотребления электроприемниками НПС. Не решены вопросы целесообразности применения частотно-регулируемого электропривода насосных агрегатов и возможность оснащения частотным электроприводом только части насосных агрегатов.

#### **1.4 Выводы по главе 1**

Проведенный анализ литературных источников показал, что в настоящее время ряд вопросов в проблеме повышения энергоэффективности транспорта нефти по магистральным нефтепроводам остаются открытыми.

1. Отсутствует функциональная математическая модель потребления электроэнергии электротехническим комплексом НПС, базирующаяся на физических основах процесса перекачки нефти, которая могла бы быть базисом для оптимизации режимов перекачки.

2. Не решена задача оптимизации режимов работы участка магистрального нефтепровода по минимизации потребления электроэнергии при заданных планах и графиках перекачки нефти.

3. Нет научно обоснованной методики структурного и параметрического синтеза электротехнического комплекса типовой НПС, учитывающей, в частности, возможность комбинированного использования регулируемых и нерегулируемых электроприводов насосных агрегатов. Проблема совершенствования алгоритмов совместного управления подобными системами недостаточно полно раскрыта в анализируемых материалах.

Исходя из этого, была определена основная цель исследования и поставлены ключевые задачи, которые изложены во Введении.

## 2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА НПС

Одной из задач, поставленных в рамках настоящего исследования, является анализ влияния наиболее важных технологических параметров, характеризующих процесс транспортировки нефти, на потребление электроэнергии основным и вспомогательным оборудованием НПС. Разработка математической модели описывающей зависимости электропотребления станцией от объёмов перекачиваемой нефти, значения входного и выходного напора в трубопроводе, физических свойств перекачиваемого продукта, а также от режима работы вспомогательных комплексов электрооборудования, позволит рассчитывать как суммарное потребление электроэнергии НПС, так и ее удельные, на единицу продукции, значения.

Адекватная математическая модель будет основой для прогнозных расчетов потребления электроэнергии для коммерческого прогнозирования электротехнических комплексов и систем действующих и реконструируемых объектов трубопроводного транспорта. С ее помощью можно решать задачи оптимизации электропотребления, повышения эффективности оборудования и энергосбережения. Выявление потенциальных возможностей экономии и затрат на электроэнергию невозможно без математического описания указанных процессов и их анализа [73, 90, 107].

Из-за сложности и неоднозначности соотношения величины потребляемой электроэнергии и множества факторов, которые меняются не только от технологических параметров, но и даже от геополитической обстановки, получить прямую детерминированную зависимость не представляется возможным [108, 112]. Поэтому разработанная математическая модель построена на основе регрессионного анализа статистического материала по одной из типовых НПС АО «Транснефть-Приволга». Причем, для общности материала выбраны два характерных периода работы трубопровода: первый, когда НПС работала практически с полной загрузкой (2004 - 2006гг), второй - когда загрузка станции была снижена более чем на 30% (2021 - 2023гг).

## **2.1 Основные потребители электроэнергии. Общая структура электропотребления**

Используемая в настоящее время в ПАО «Транснефть» система учета потребления электроэнергии дает возможность оценить расход электроэнергии на основной технологический процесс, а также на собственные нужды НПС. Порядок планирования и учета электроэнергии регламентирован отраслевым регламентом ОР-91.140.50-КТН-0397-24 (Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Потребление электроэнергии (мощности). Порядок планирования и учета) [68]. Недостатком такого подхода является отсутствие гибкости планирования и невозможность прогнозирования потребления электроэнергии при существенном изменении режима перекачки нефти, и тем более, при технической реконструкции станции. Разработанная автором математическая модель потребления электроэнергии на основе регрессионного анализа статистических данных, позволяет оперативно реагировать на количественные и структурные изменения в технологическом процессе перекачки нефти.

Для проведения регрессионного анализа [36, 37] и построения математической модели были обработаны данные по общему потреблению электроэнергии (на примере НПС «Б. Черниговка» Самарского РНУ АО «Транснефть-Приволга») по основным статьям технического учета (приведены в таблице 2.1) по архивным данным автоматизированной системы учета электроэнергии [6, 7, 8, 64, 65, 66]. Структуру потребляемой электроэнергии отображают диаграммы на рис.2.1 – 2.6. Для анализа были взяты два характерных периода, отличающиеся существенным различием в объёмах перекачки нефти. Период наибольшей загрузки магистрального нефтепровода с 2004 по 2006 гг. и период с 2021 по 2023 гг. когда нагрузка нефтепровода значительно снизилась, в основном по причине геополитических событий в мировой политике. Как следует из приведенных данных, наибольший удельный вес имеет потребление электроэнергии основным оборудованием на транспорт нефти. В 2004 г. на транспорт нефти приходилось 97,03% от общего потребления, в 2005 г. - 97,16%, в 2006 г. - 97,17%, 2021 г. – 94,12%, в 2022 г. - 92,57%, в 2023 г.

- 94,16%. Удельный вес этой составляющей остается достаточно стабильным – изменение составляет немногим более 3% и зависит в большей мере от загрузки магистрального нефтепровода.

Таблица 2.1 Потребление электроэнергии НПС «Б. Черниговка» в 2004 - 2023 гг.

Показатель	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
ТТР (товаротранспортная работа), А, млн. т*км	1662	1681	1727	1339	1038	1135
Общее потребление электроэнергии, Э <sub>Σ</sub> , тыс. кВт*ч	36691	37963	38615	25595	17791	19439
Потребление электроэнергии на транспорт нефти, Э <sub>т</sub> , тыс.кВт*ч	35601	36883	37524	24091	16469	18303
Потребление электроэнергии на транспорт, в % от Э <sub>Σ</sub>	97,03	97,16	97,17	94,12	92,57	94,16
Затраты электроэнергии на «Вспомогательные системы», Э <sub>вс</sub> , тыс. кВт*ч	525	520	518	780	658	465
Затраты электроэнергии на «Вспомогательные системы», в % от Э <sub>Σ</sub>	1,43	1,37	1,34	3,05	3,7	2,39
Затраты электроэнергии на коммунально-бытовое потребление, Э <sub>к</sub> , тыс. кВт*ч	255	250	253	385	375	379
Затраты электроэнергии на коммунально-бытовое потребление, в % от Э <sub>Σ</sub>	0,69	0,66	0,66	1,5	2,11	1,95
Затраты электроэнергии на освещение, Э <sub>о</sub> , тыс. кВт*ч	210	210	220	180	178	177
Затраты электроэнергии на освещение, в % от Э <sub>Σ</sub>	0,57	0,55	0,57	0,7	1	0,91
Затраты электроэнергии на «Прочее потребление», Э <sub>п</sub> , тыс. кВт*ч	100	100	100	159	111	115
Затраты электроэнергии на «Прочее потребление», в % от Э <sub>Σ</sub>	0,27	0,26	0,26	0,62	0,62	0,59
Удельное потребление электроэнергии на ТТР, W <sub>ттр</sub> , тыс. кВт*ч/млн. т*км	21,42	21,94	21,73	17,99	15,87	16,13

Вторым по значимости является потребление электроэнергии вспомогательными системами. Удельный вес потребления по этой статье изменялся за рассматриваемые годы следующим образом. В первый период от 1,43% в 2004 г. до 1,34% в 2006 г. и от 3,05% в 2021 г. до 2,39% в 2023 г. во второй период. Рост этой составляющей во втором рассматриваемом периоде связан с проводимыми работами по модернизации нефтеперекачивающей станции и увеличением электроприемников вспомогательного оборудования (электроприводные устройства запорной арматуры, насосное оборудование, вентиляция, системы телемеханизации и автоматизации).

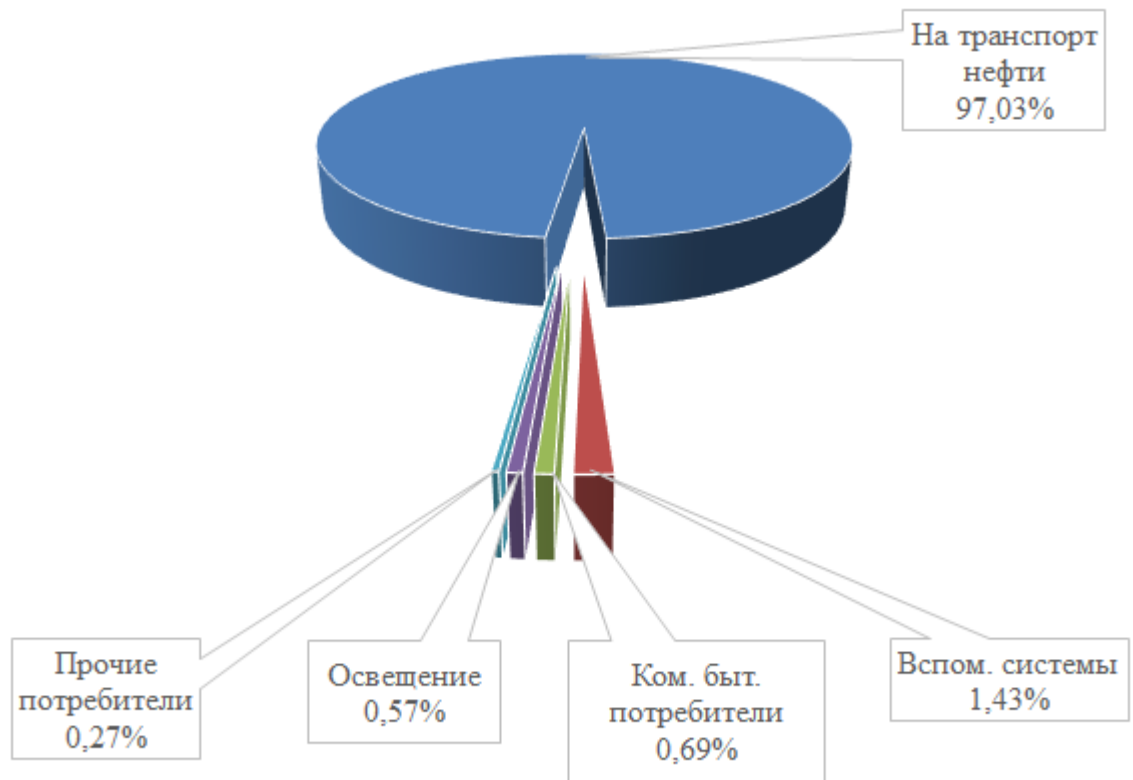


Рисунок 2.1 – Структура потребления электроэнергии в 2004 г.

Третьим по удельному весу является потребление электроэнергии на коммунально-бытовые нужды. По этой статье расходуется около 2% от общего потребления электроэнергии. Во втором рассматриваемом периоде также отмечается рост потребления электроэнергии по этой статье. Это связано, в первую очередь, с улучшениями условий для работы и отдыха персонала. В этот период введены в

эксплуатацию вахтовый жилой комплекс для командированного персонала, столовая для работников НПС, учебный класс.

Потребление электроэнергии на освещение, на рассматриваемой станции, составляет около 1% от общего потребления электроэнергии и зависит, как правило, от общей площади станции и ее периметра, и может достигать до 1,5% от общего потребления станции. Потребление электроэнергии на освещение во втором рассматриваемом периоде сократилось, несмотря на увеличение количества осветительных приборов. Это связано с переходом на энергосберегающие осветительные приборы со светодиодными лампами и матрицами.

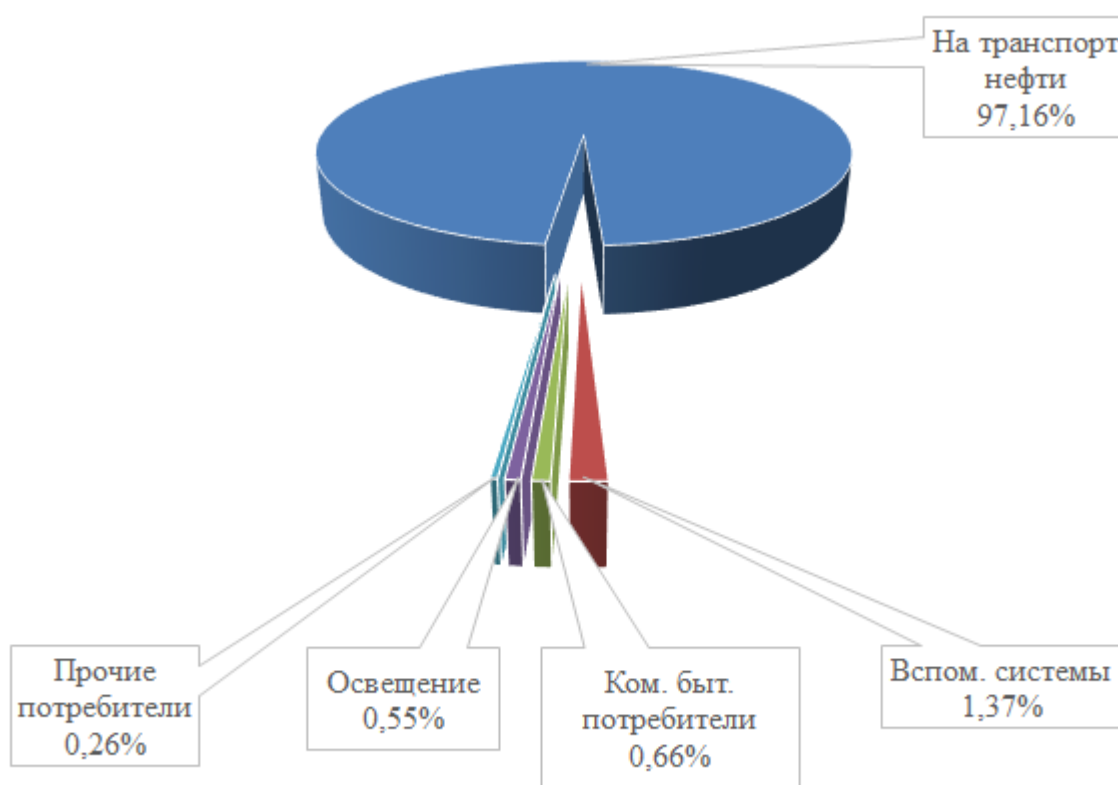


Рисунок 2.2 – Структура потребления электроэнергии в 2005 г.

Анализ структуры электропотребления свидетельствует о достаточно стабильном весе отдельных составляющих и о доминирующем значении потребления электроэнергии на транспорт нефти.

Динамику общего потребления электроэнергии  $\mathcal{E}_{\Sigma}$ , а также потребления электроэнергии на транспорт нефти  $\mathcal{E}_T$  и выполненную товаротранспортную работу (далее по тексту ТТР) отражает рис.2.7. Из приведенных данных следует, что ТТР во втором периоде по сравнению первым уменьшилась более чем на 30%, при этом общее потребление энергии снизилось на более чем на 44,5%.

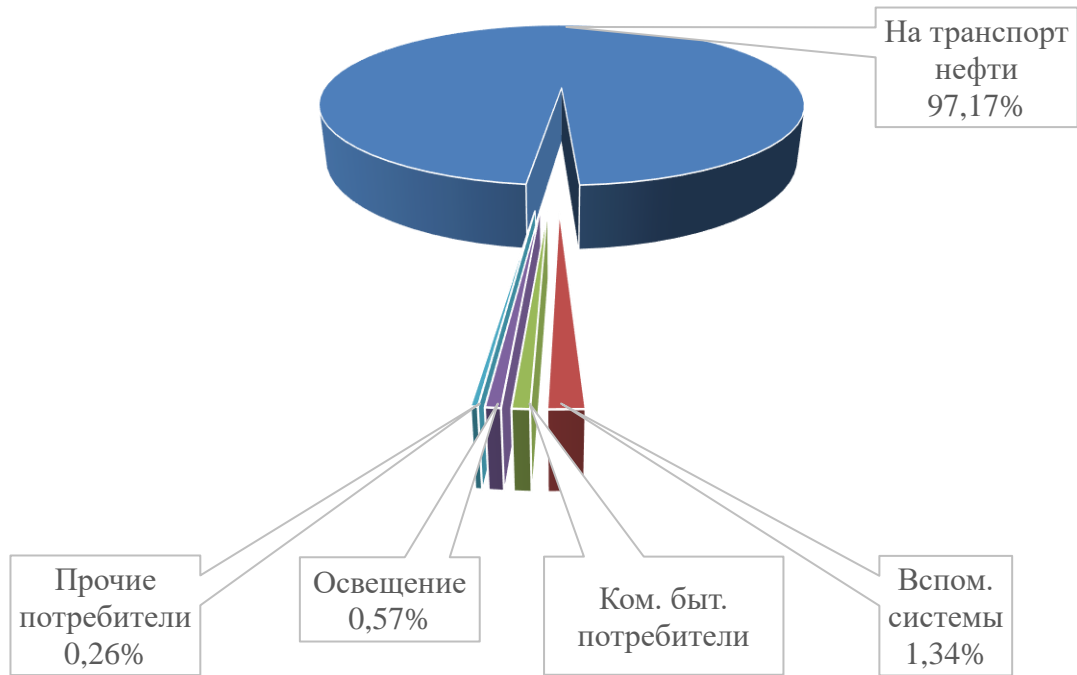


Рисунок 2.3 – Структура потребления электроэнергии в 2006 г.

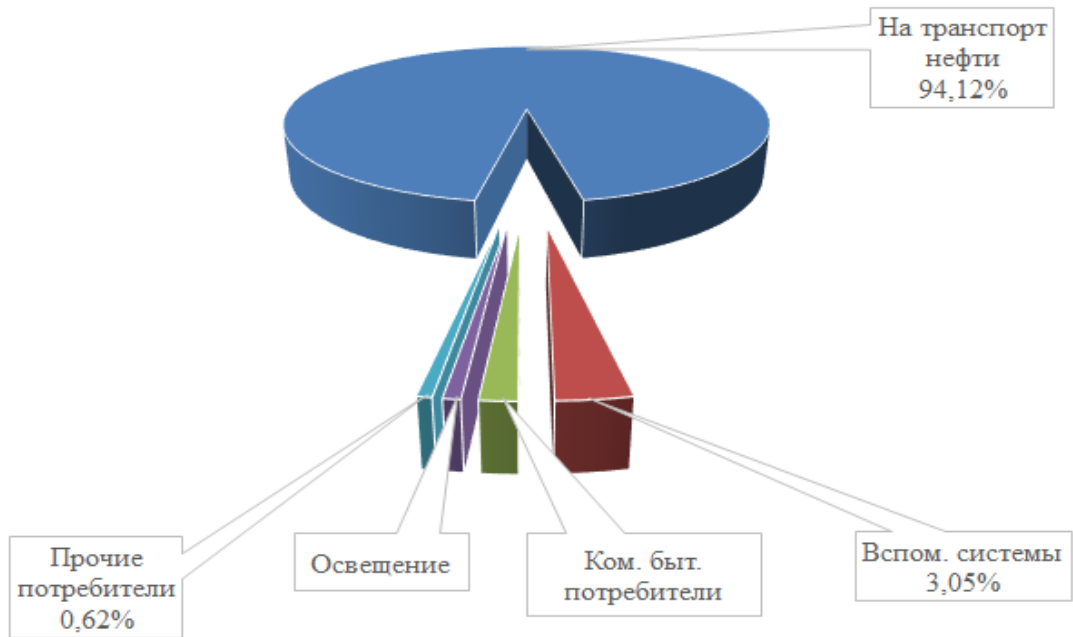


Рисунок 2.4 – Структура потребления электроэнергии в 2021 г.

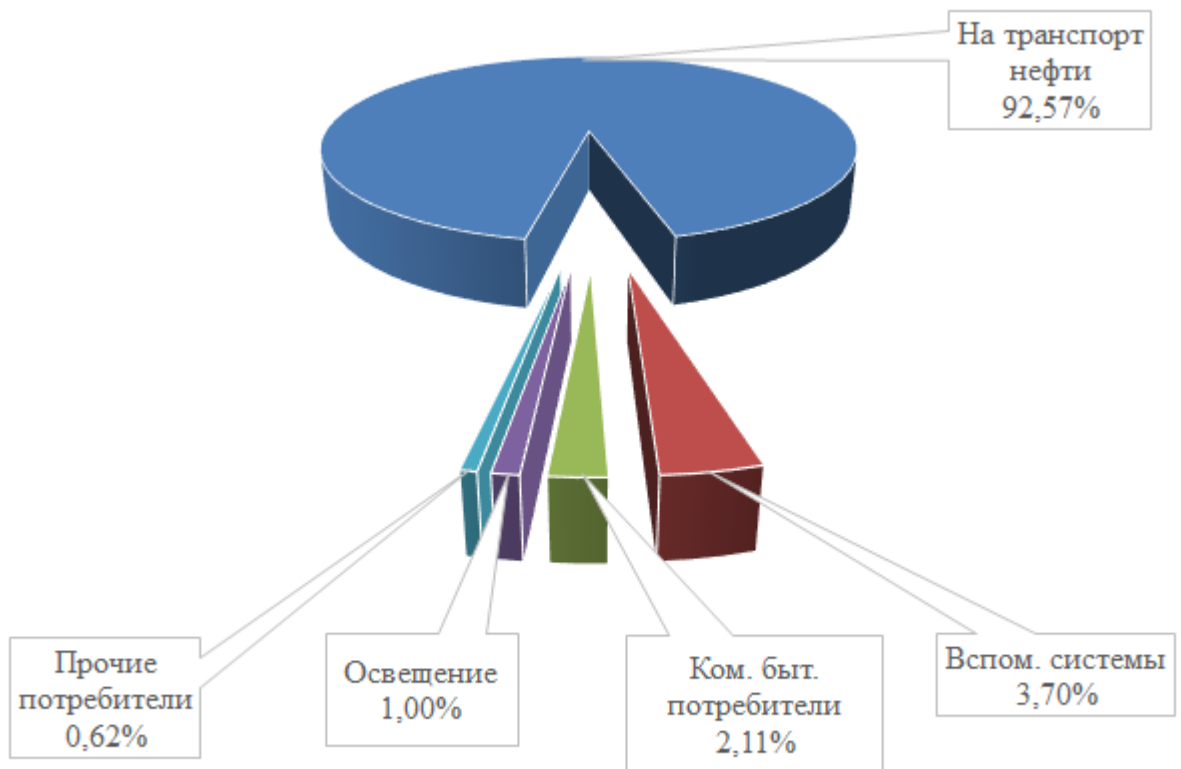


Рисунок 2.5 – Структура потребления электроэнергии в 2022 г.

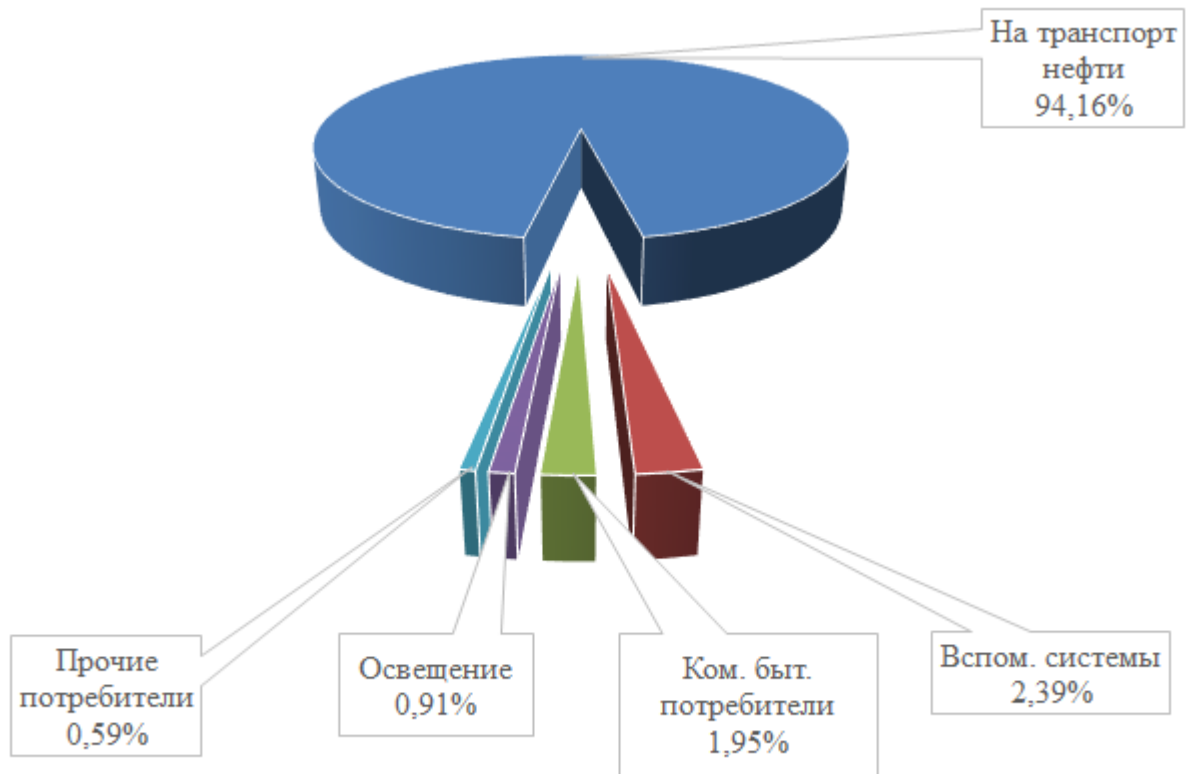


Рисунок 2.6 – Структура потребления электроэнергии в 2023 г.

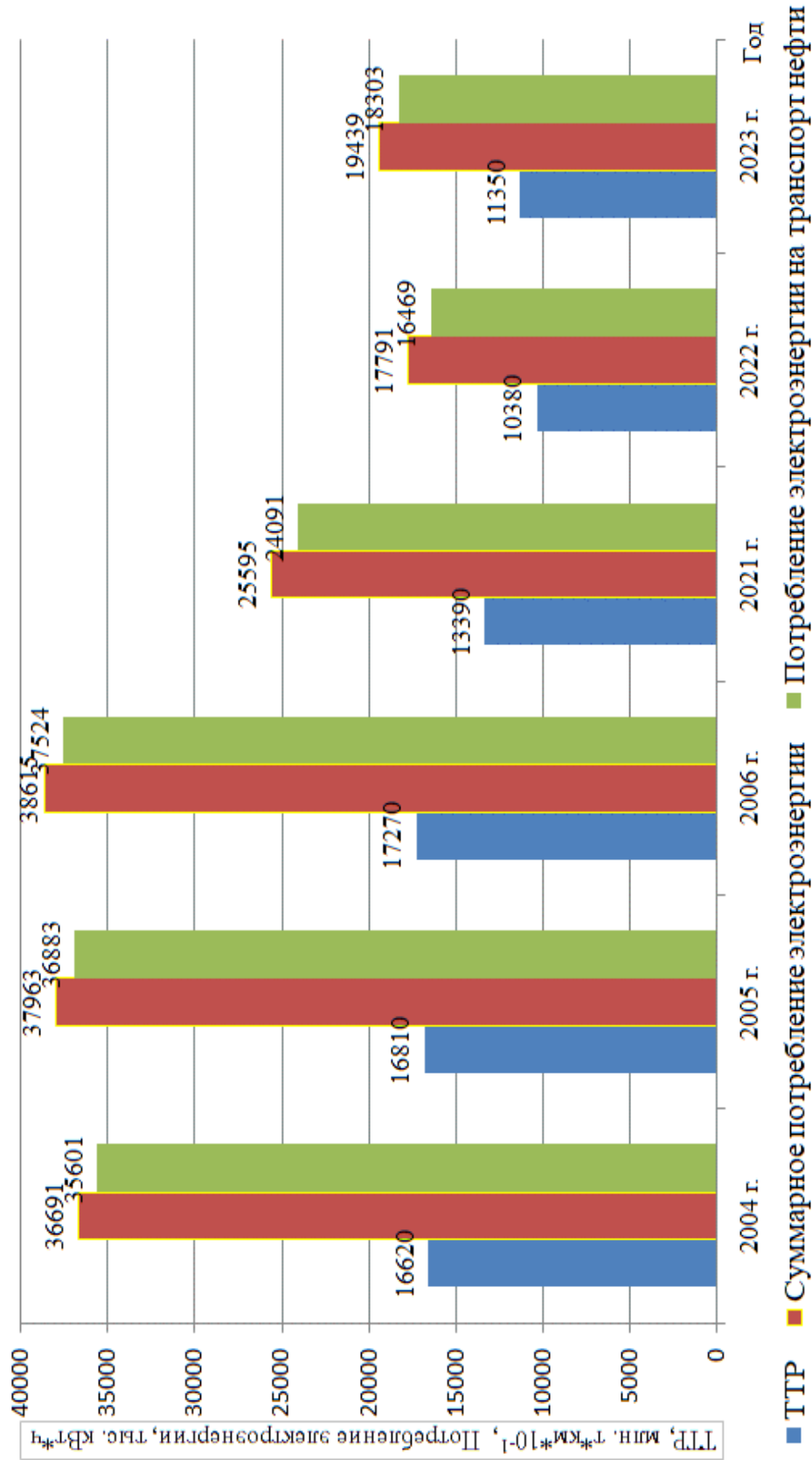


Рисунок 2.7 - Товаротранспортная работа (ТТР), потребление электроэнергии в 2004 г., 2005 г., 2006 г., 2021 г., 2022 г., 2023 г.

Одним из наиболее информативных показателей энергетической эффективности технологических процессов транспорта нефти является удельный расход электроэнергии на единицу выполненной ТТР -  $W_{уд}$ , тыс. кВт\*ч/млн.т\*км.

Удельный расход электроэнергии на единицу ТТР может служить основным интегральным показателем эффективности использования электроэнергии.

На рис. 2.8 показана динамика изменения удельного потребления электроэнергии на ТТР

$$W_{ТТР} = \frac{\mathcal{E}_T}{A} \quad (2.1)$$

где  $\mathcal{E}_T$  – потребление электроэнергии на транспорт нефти, тыс. кВт\*ч;

$A$  – ТТР, млн.т\*км.

Основными электроприемниками нефтеперекачивающей станции являются электроприемники технологического оборудования, обеспечивающего транспорт нефти: подпорные (ПНА) и магистральные (МНА) насосные агрегаты. Мощность ПНА может достигать 2000 кВт, МНА-8000 кВт.

Как следует из приведенных данных, в структуре потребления электроэнергии на ТТР наибольший удельный вес имеет потребление на транспорт нефти основными насосными агрегатами. Удельный вес этой составляющей по годам оставался достаточно стабильным и составлял более 94% от общего потребления. В связи с изложенным, основное внимание при исследовании следует уделить анализу эффективности работы ПНА и МНА.

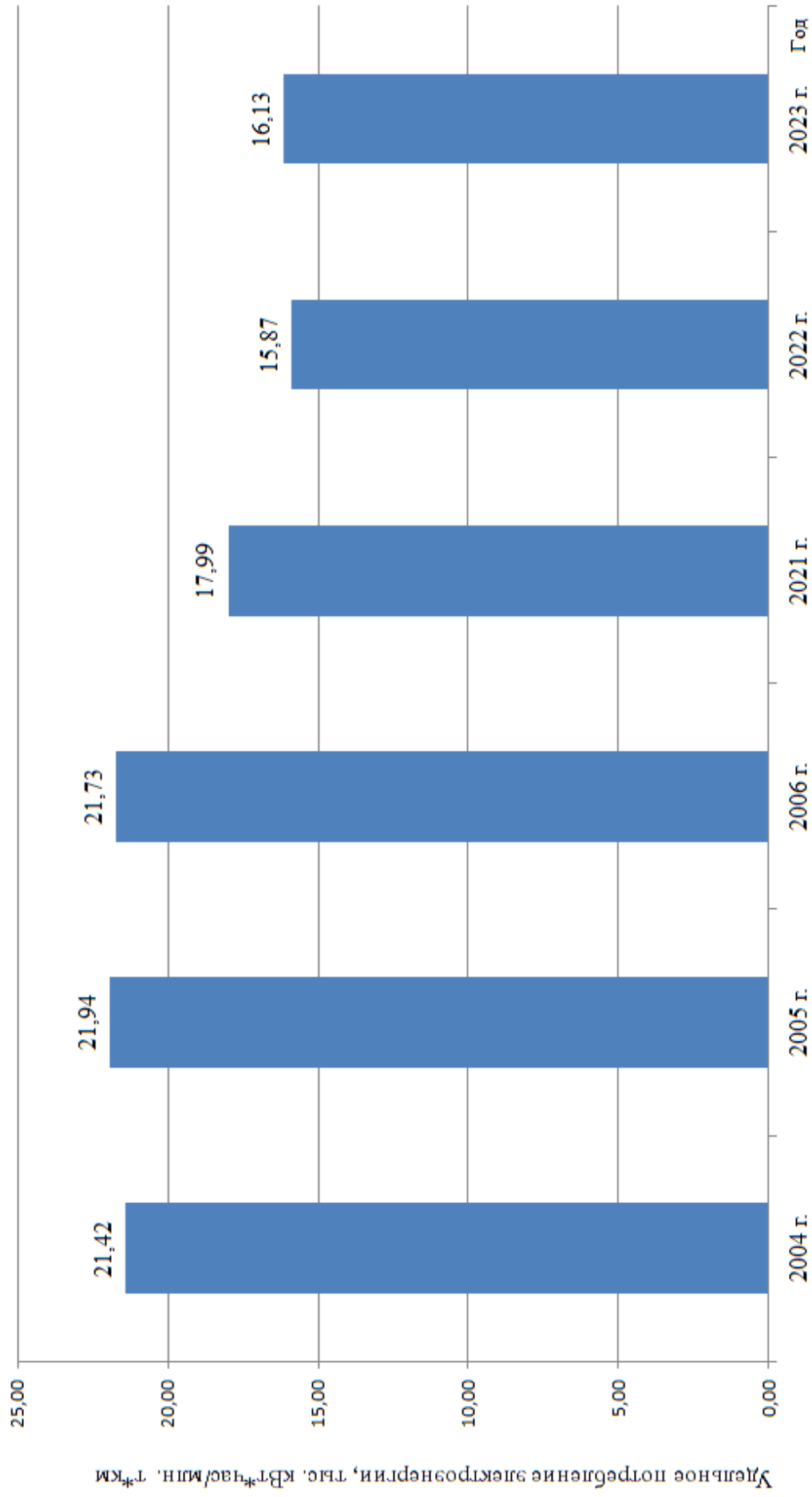


Рисунок 2.8 - Удельное потребление электроэнергии

## 2.2 Физические основы и построение функциональной модели удельного электропотребления приемниками НПС

Затраты электроэнергии на транспорт нефти определяются количеством и временем работы ПНА и МНА, а также степенью загрузки электродвигателей, которая зависит от производительности насосов. Практически коэффициент загрузки единичного электродвигателя при его питании напрямую от сети (без частотного преобразователя) в процессе работы, как правило, остаётся неизменным.

Количество работающих насосов и время их работы определяется, прежде всего, параметрами рабочего режима:

- объемом перекачиваемой нефти;
- давлением нефти на выходе из насоса.

Кроме плановых диспетчерских воздействий на работу магистрального нефтепровода (далее по тексту МНП), при заданном режиме, изменение пропускной способности всего эксплуатационного участка может произойти из-за влияния следующих факторов:

- переменной загрузки нефтепровода, обусловленной графиком поставок нефти с промыслов, других нефтепроводов и (или) нефтеперерабатывающих заводов;
- изменения реологических характеристик перекачиваемых жидкостей, вызванных сезонными и местными изменениями температуры грунта, последовательной перекачкой партий разных сортов нефти с различным содержанием воды, парафинов, растворенного газа и т.д.;
- технологических факторов – изменения параметров насосов, их включения и выключения, наличия запасов нефти или свободных емкостей, изменения объема приемо-сдаточных операций, нестационарных процессов и т.д.;
- аварийные и ремонтные ситуации, вызванные авариями на линейной части нефтепровода или отказами оборудования.

Некоторые из этих факторов действуют систематически, некоторые - периодически. Все это создает условия, при которых режимы работы системы

«питающая электрическая сеть - электродвигатель - насос - нефтепровод» непрерывно меняются во времени.

Колебания пропускной способности нефтепровода неизбежны, так как невозможно устранить воздействие всех изложенных факторов. Это затрудняет эксплуатацию нефтепроводов, приводит к повышенным затратам электроэнергии, что соответственно приводит к увеличению себестоимости перекачки, снижает надежность работы нефтепроводов. Особенно отрицательно сказывается неравномерность перекачки на КПД насосов и электродвигателей и расходе электроэнергии [39]. Снижение затрат энергии на перекачку, обеспечивающее улучшение технико-экономических показателей нефтепроводов, вызывает необходимость постоянного мониторинга режима работы всей системы «питающая электрическая сеть - электродвигатель - насос - нефтепровод», на всех цепочках преобразования энергии эксплуатационного участка МНП – от электрической до гидравлической. Контроль за осложнениями - потери мощности (электроэнергии) на различных участках системы: в электрической сети, на основном оборудовании, на линейной части МНП, также, как и слежение за технологическими параметрами (напор, производительность, давление и т.д.) в настоящее время становится все более актуальным.

Эффективность работы насосов может быть охарактеризована удельной величиной электроэнергии на единичный объём перекачиваемой нефти. Отсутствие конкретных данных о соотношении фактического расхода электроэнергии и рабочих характеристик делает проведение сопоставительного анализа энергоэффективности насосов разных станций крайне затруднительным, либо вовсе невозможным, ввиду различий, указанных ранее условий эксплуатации. Вследствие этого возникает необходимость разработки такой математической модели, которая учитывала бы важнейшие параметры функционирования насосов.

Обозначим  $Q$ , т – количество перекачиваемой нефти;  $\Delta P$ , кгс/см<sup>2</sup> - перепад давления, создаваемый центробежным насосом;  $\rho$  - плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $\nu$  – вязкость нефти, сСт;  $T$  – температура нефти, градусов К, в МНП после смешения потоков от печей подогрева нефти и через байпас.

Анализ расходов на электроэнергию по НПС «Б. Черниговка» Самарского РНУ АО «Транснефть-Приволга» показал, что наиболее значимыми переменными, влияющими на расход электроэнергии, являются количество перекачиваемой нефти и перепад давления, создаваемый центробежным насосом. В меньшей степени – температура нефти. Что также подтверждается в статье [59]. Оказалось, что такие параметры как плотность и вязкость перекачиваемого продукта в рассматриваемой математической модели можно из анализа исключить, так как, несмотря на их существенное влияние на расход электроэнергии, для определенного МНП реологические характеристики нефти остаются постоянными. Это обусловлено тем, что свойства перекачиваемой нефти должны отвечать требованиям, заданным для определенного сорта. Разные товарные марки нефти перекачивают по разным нефтепроводам. Поэтому в предлагаемой математической модели в качестве независимых факторов были использованы два  $\Delta P, Q$  (первый вариант) и три параметра  $\Delta P, Q$  и  $T$  (второй вариант).

В качестве функции регрессии предложен полный полином второго порядка, определяющий расчетное потребление электроэнергии  $\mathcal{E}_{расч}$  кВт\*час, станцией, учитывающий как линейные члены  $k_1\Delta P, k_2Q$ , так и нелинейные элементы парного  $k_{12}\Delta PQ$  и тройного  $k_{123}\Delta PQT$  взаимодействия, а также квадратичные члены  $k_{11}\Delta P^2, k_{22}Q^2, k_{33}T^2$ :

$$\mathcal{E}_{расч} = k_1\Delta P + k_2Q + k_{12}\Delta PQ + k_{11}\Delta P^2 + k_{22}Q^2 \quad (2.2)$$

Для второго варианта:

$$\mathcal{E}_{расч} = k_1\Delta P + k_2Q + k_3T + k_{123}\Delta PQT + k_{11}\Delta P^2 + k_{22}Q^2 + k_{33}T^2 \quad (2.3)$$

Коэффициенты весомости  $K$  модели вычислены методом наименьших квадратов матричным способом [4].

$$K = (X^T * X)^{-1} * X^T * Y \quad (2.4)$$

где

$$X_{1\text{вар}} = \begin{bmatrix} \Delta P_1 & Q_1 & \Delta P_1 Q_1 & \Delta P_1^2 & Q_1^2 \\ \Delta P_2 & Q_2 & \Delta P_2 Q_2 & \Delta P_2^2 & Q_2^2 \\ \Delta P_3 & Q_3 & \Delta P_3 Q_3 & \Delta P_3^2 & Q_3^2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \Delta P_n & Q_n & \Delta P_n Q_n & \Delta P_n^2 & Q_n^2 \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

$$X_{2\text{вар}} = \begin{bmatrix} \Delta P_1 & Q_1 & T_1 & \Delta P_1 Q_1 T_1 & \Delta P_1^2 & Q_1^2 & T_1^2 \\ \Delta P_2 & Q_2 & T_2 & \Delta P_2 Q_2 T_2 & \Delta P_2^2 & Q_2^2 & T_2^2 \\ \Delta P_3 & Q_3 & T_3 & \Delta P_3 Q_3 T_3 & \Delta P_3^2 & Q_3^2 & T_3^2 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \Delta P_n & Q_n & T_n & \Delta P_n Q_n T_n & \Delta P_n^2 & Q_n^2 & T_n^2 \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

$$Y = \begin{bmatrix} E_{1\text{опыт}} \\ E_{2\text{опыт}} \\ E_{3\text{опыт}} \\ \dots \\ E_{n.\text{опыт}} \end{bmatrix} \quad (2.7)$$

где  $X$  – исходная система уравнений;

$Y$  - матрица столбец потребления электроэнергии полученная по результатам обработки статистических данных, полученных из мониторинга электропотребления МН (кВт\*час). Данные определялись для фиксированных промежутков времени с относительно постоянными технологическими параметрами перекачки нефти.

Коэффициенты весомости при независимых факторах и их квадратичных функциях определялись в виде матрицы вектор-столбца:

$$K_{1вар} = \begin{bmatrix} k_1 \\ k_2 \\ k_{12} \\ k_{11} \\ k_{22} \end{bmatrix} \quad (2.8)$$

$$K_{2вар} = \begin{bmatrix} k_1 \\ k_2 \\ k_3 \\ k_{123} \\ k_{11} \\ k_{22} \\ k_{33} \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

### 2.3 Сравнительный анализ эффективности модели электропотребления и оценка её адекватности

В качестве примера были рассчитаны коэффициенты весомости матрицы математической модели для НПС «Б. Черниговка» по двум, указанным ранее периодам эксплуатации:

Данные для сравнения результатов расчета по математической модели и фактического электропотребления приведены в таблице 2.2 (Э – расчетные значения, Е – опытные значения), опытная и расчетная диаграммы электропотребления приведены на рисунке 2.9. Расчет выполнен по архивным значениям работы МН за 2004-2006 гг. по первому варианту математической модели. Опытные значения выбирались по результатам обработки статистических данных, полученных из мониторинга электропотребления МН,  $\mathcal{E}_{расч}$  (кВт\*час). Данные определялись для фиксированных промежутков времени с относительно постоянными (установившимися) технологическими параметрами перекачки нефти при работе МН в выбранный промежуток времени только на одном режиме.

Средняя погрешность полученной модели рассчитывалась по выражению (2.10):

$$\delta = \frac{\sum_1^N \Delta \mathcal{E}}{N * E_{\text{опыт.ср.}}} \quad (2.10)$$

$$\delta = 0,25\%.$$

Кроме того, данную математическую модель можно оценить с помощью среднеквадратичной погрешности:

$$\zeta = \frac{\sqrt{\sum_1^N \Delta \mathcal{E}^2}}{N * E_{\text{опыт.ср.}}} \quad (2.6)$$

$$\zeta = 0,69\%.$$

Таблица 2.2 Расчет остаточной суммы квадратов

№ опыта	Е	Э	$\Delta \mathcal{E} = E - \mathcal{E}$	$\Delta \mathcal{E}^2$
1	1427	1389	38	1444
2	2251	2237	14	196
3	1463	1507	-44	1936
4	1366	1399	-33	1089
5	1556	1547	9	81
6	1530	1500	30	900
7	1380	1367	13	169

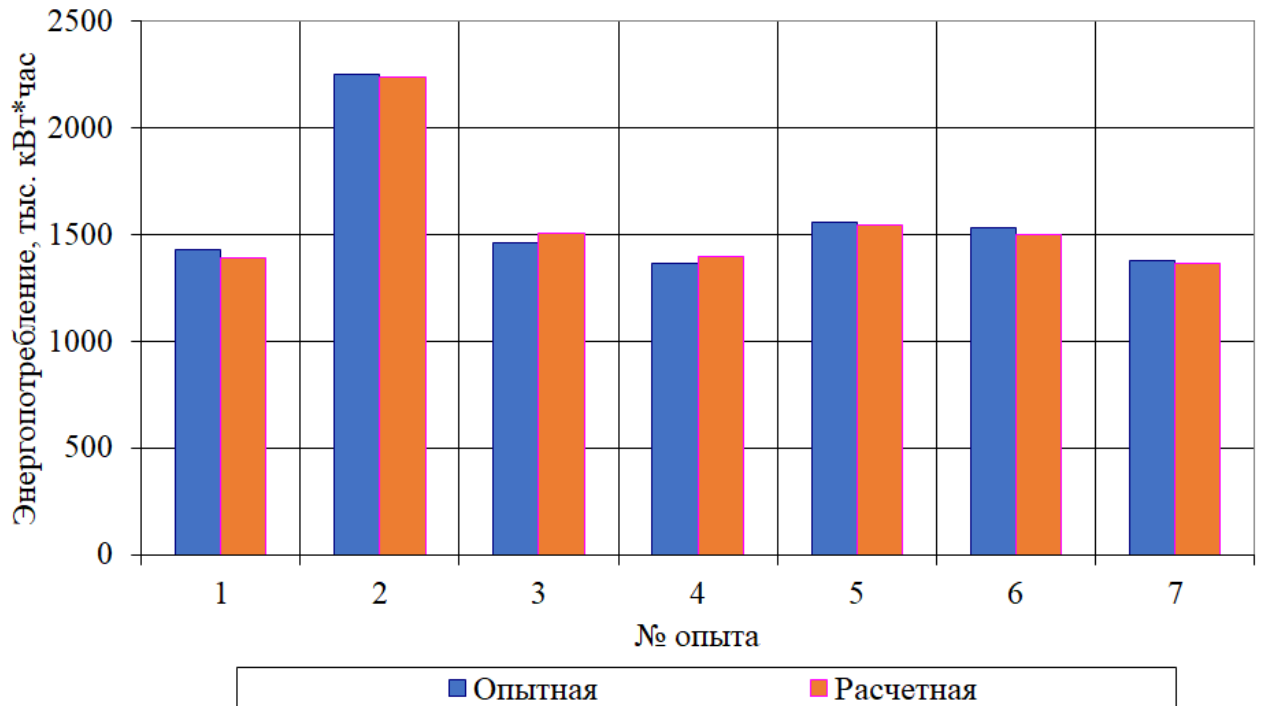


Рисунок 2.9. Опытная и расчетная диаграммы энергопотребления.

Таким образом, разработанная математическая модель дает хорошее совпадение расчетных характеристик с аппроксимированными, полученными из опытных статистических данных [91].

Для сравнения и анализа был выполнен расчет по значениям энергопотребления МН за 2021-2023 гг., также по первому варианту. Данные, необходимые для сравнения результатов расчета по модели и фактического электропотребления приведены в таблице 2.3 (Э – расчетные значения, Е – опытные значения). Опытная и расчетная диаграммы электропотребления показаны на рисунке 2.10.

Таблица 2.3 Расчет остаточной суммы квадратов

№ опыта	Е	Э	$\Delta Э = Е - Э$	$\Delta Э^2$
1	2465	2429	36	1296
2	2293	2286	7	49
3	2043	2059	-16	256
4	1690	1670	20	400
5	2033	2026	7	49
6	2084	2093	-9	81
7	1865	1842	23	529

Средняя погрешность полученной модели равна  $\delta = 0,47\%$ , среднеквадратичная погрешность равна  $\zeta = 0,35\%$ .

Для определения степени влияния температуры входящей в насосный агрегат нефти был выполнен расчет по значениям электропотребления НПС за 2021-2023 гг. по второму варианту математической модели. Результаты, полученные по математической модели и фактическое электропотребление, даны в таблице 2.4 (Э – расчетные значения, Е – опытные значения). Опытная и расчетная диаграммы электропотребления приведены на рисунке 2.11.

Среднее расхождение полученных результатов по математической модели и эксперимента составило  $\delta = 0,94\%$ , среднеквадратичная погрешность  $\zeta = 0,355\%$ .

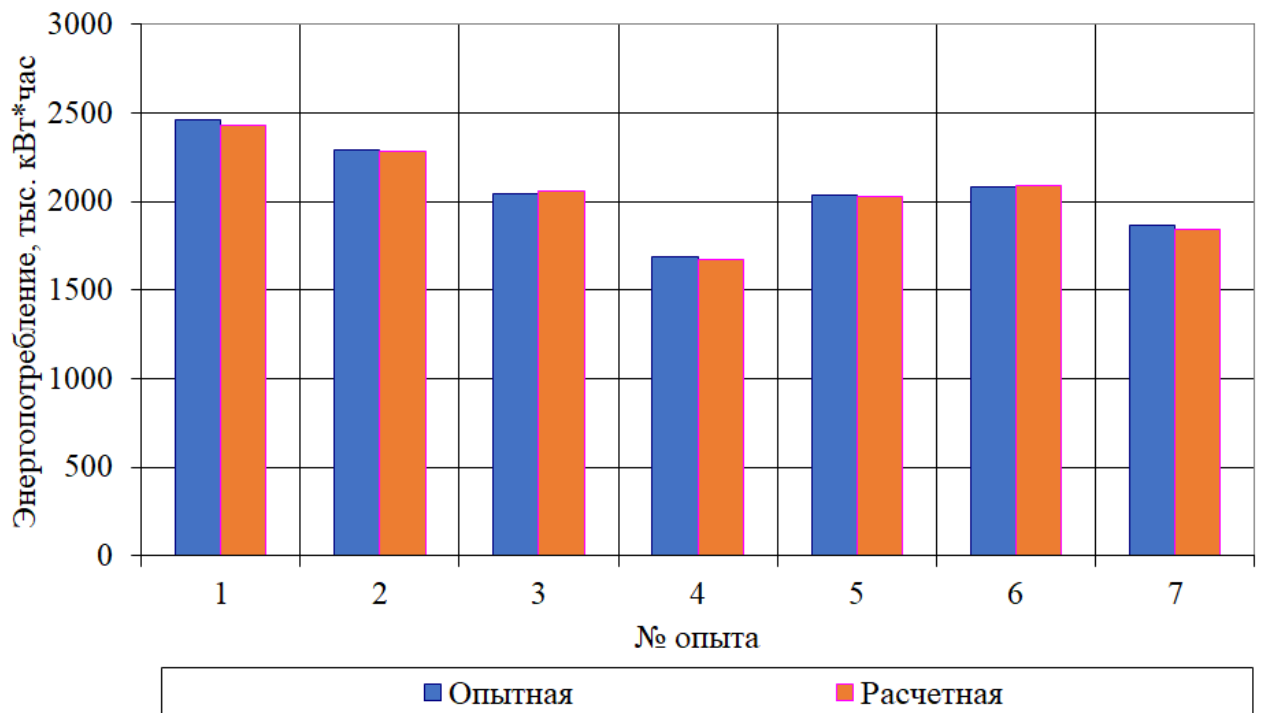


Рисунок 2.10. Опытная и расчетная диаграммы энергопотребления.

Таблица 2.4 Расчет остаточной суммы квадратов

№ опыта	Е	Э	$\Delta\text{Э} = \text{Е} - \text{Э}$	$\Delta\text{Э}^2$
1	2465	2445	20	400
2	2293	2274	19	361
3	2043	2024	19	361
4	1690	1672	18	324
5	2033	2013	20	400
6	2084	2064	20	400
7	1865	1845	20	400

По полученным результатам можно сделать вывод об отсутствии значимого влияния температуры нефти на точность расчетов по математической модели величины потребленной электроэнергии при фиксированном технологическом графике работы. Результаты расчетов по данным за период 2004-2006 гг., при загрузке МН близкой к проектной, также незначительно отличаются от результатов по данным за период 2021-2023 гг., когда загрузка МНП была значительно снижена. В связи с чем можно сделать вывод, что для получения приемлемого по точности результата достаточно использования в математической модели двух переменных (перепада давления и количества перекачиваемой нефти) со степенью полинома математической модели равной двум. Это заключение подтверждается результатами, приведенными в статье [60].

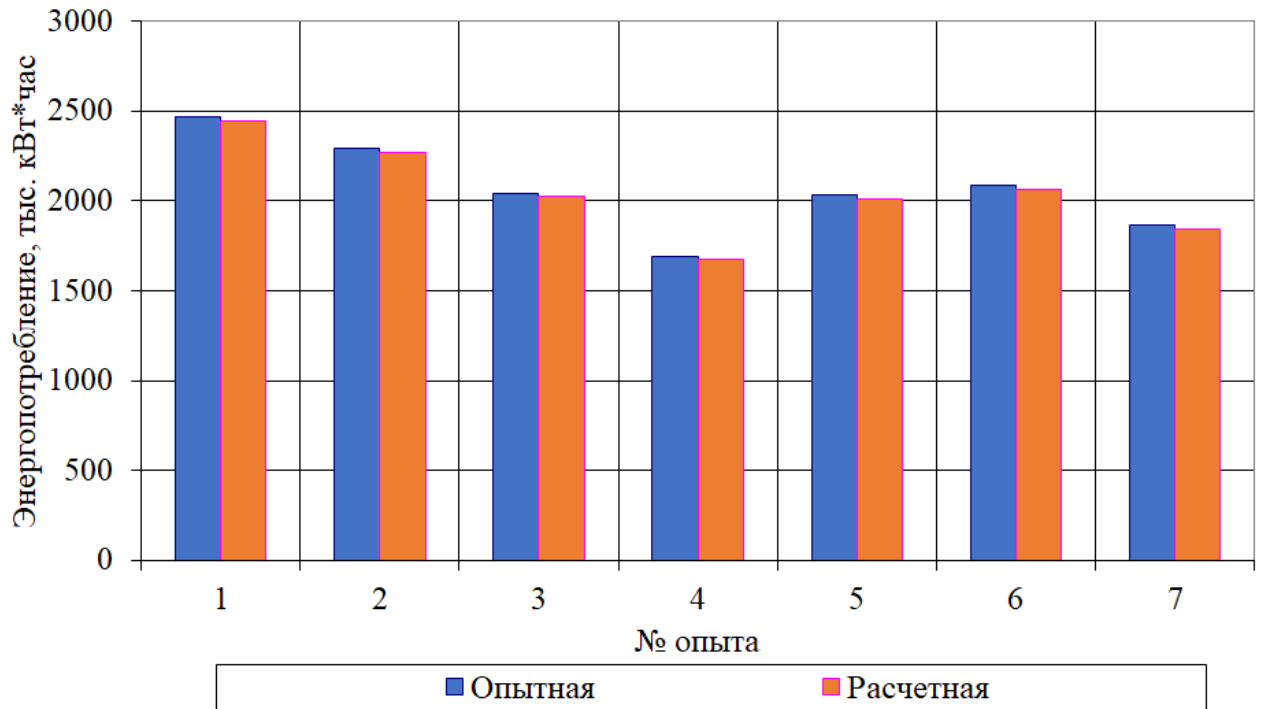


Рисунок 2.11. Графики энергопотребления (опыт и расчет).

Созданная математическая модель энергопотребления обеспечивает значительно большую точность расчетов по сравнению с применяемыми сегодня методами, позволяя определить объемы потребления электрической энергии действующими и проектируемыми насосными станциями. Это имеет ключевое значение для прогноза энергозатрат при модернизации либо строительстве новых насосных станций. Предложенная математическая модель представляет собой полезный инструмент, применение которого можно рекомендовать для оценки энергоэффективности потребителей электроэнергии на объектах НПС.

## 2.4 Выводы по главе 2

1 Определяющими технологическими параметрами процесса транспорта нефти, изменение которых существенно влияет на величину потребления электроэнергии, являются количество перекачиваемой нефти и перепад давления, создаваемый центробежными насосами. Другие факторы, такие как температура выходящей со станции нефти и ее реологические свойства для заданной товарной марки

нефти, в математическую модель электропотребления НПС допустимо не включать при условии, что в рассматриваемый период эти свойства не изменяются.

2. Разработанная на основе обработки статистических данных математическая модель, представляющая зависимость электропотребления от объема перекачиваемой нефти и перепада давления в МНП, отличается от используемых в настоящее время на практике методик расчета, основанных на величине установленной мощности потребителей электроэнергии и прогнозируемого коэффициента загрузки оборудования, позволяет более точно определить не только суммарное количество потребляемой электроэнергии, но и ее удельное значение на единицу транспортируемой продукции.

3. Расчетная математическая модель показала свою универсальность и адекватность для двух периодов эксплуатации НПС, существенно отличающихся по технологической нагрузке: с 2004 по 2006 год, когда станция работала на практически полную проектную мощность и с 2021 по 2023 год, при нагрузке станции не более 70%.

4. Представленная модель характеризуется совпадением расчетных и экспериментальных величин расхода электроэнергии при транспорте нефти с точностью не ниже 1%.

5. Разработанная математическая модель применима при прогнозировании величины потребления электроэнергии в коммерческих расчетах и разработке перспективных планов развития и реконструкции НПС.

### **3. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ УЧАСТКА МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА ПО ПОТРЕБЛЕНИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ**

В предыдущей главе была решена задача создания математической модели потребления электроэнергии электротехническим комплексом НПС в зависимости от технологических режимов работы насосных агрегатов станции и других факторов, определяющих удельный расход электроэнергии на единицу перекачиваемой продукции. Было показано, что основной вклад в расход электроэнергии вносит её потребление электродвигателями насосных агрегатов. Величина потребленной электроэнергии двигателями магистральных насосов, в свою очередь, определяется двумя главными факторами: величиной перекачиваемого объема нефти и напором, который обеспечивает насосный агрегат. Естественно, необходимо учитывать КПД двигателя и самого насоса.

Для корректной постановки более общей задачи оптимизации потребления электроэнергии в масштабе отдельных участков и всего магистрального нефтепровода необходимо определить и другие существенные факторы, влияющие на этот процесс. Кроме параметров, определенных в главе 2 настоящей работы, нужно в обязательном порядке учесть режимы переключений отдельных насосных агрегатов с целью обеспечения требуемого технологического графика транспортировки нефти. Неизбежные процессы включения-выключения электродвигателей магистральных насосов сопровождаются повышенным потреблением электроэнергии, дополнительной нагрузкой на трансформаторные подстанции и вызывают снижение остаточного ресурса всего задействованного электрооборудования. В настоящей главе приведены результаты исследования влияния технологических переключений на расход электроэнергии в системе магистрального нефтепровода.

#### **3.1 Факторы, влияющие на потребление электроэнергии**

Снижение затрат энергии на перекачку, обеспечивающее улучшение технико-экономических показателей нефтепроводов, вызывает необходимость постоянного мониторинга режима работы электротехнического комплекса «питающая

электрическая сеть - электродвигатель - насос - нефтепровод», на всех цепочках преобразования энергии эксплуатационного участка МН – от электрической до гидравлической. Контроль за потерями мощности (электроэнергии) в электрической сети, на основном оборудовании, на линейной части МН, наряду с мониторингом технологических параметров (напор, производительность, давление и т.д.) в настоящее время становится все более актуальным [72].

Суммарная установленная мощность электроприводов только одной насосной станции может составлять десятки мегаватт, что определяет годовое потребление электроэнергии в сотни миллионов кВт·час. Однако только часть этой энергии является полезно используемой. Анализ работы магистральных нефтепроводов показывает, что основной причиной, приводящей к перерасходу электроэнергии, является нерациональный выбор режимов работы насосных агрегатов [105].

Регулирование работы насосов на всех НПС направлено на решение технологических задач и, как правило, не учитывают энергетических аспектов транспорта нефти.

В настоящее время регулирование производится несколькими методами. Наиболее часто встречающийся метод - ступенчатое регулирование, посредством использования нескольких насосов с разными диаметрами рабочих колёс. Суть метода заключается в удалении материала рабочего колеса для уменьшения его диаметра выхода  $D_2$ . В свою очередь, результатом уменьшения диаметра является снижение напора и производительности насоса [39, 46]. Следовательно, при обточке рабочего колеса кривая характеристики насоса понижается и при некотором значении  $D_2$  будет проходить через заданную режимную точку. Зависимость параметров насоса от диаметра рабочего колеса определяется приближенными законами подобия [46]:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{D_1}{D_2}; \quad 3.1$$

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^2; \quad 3.2$$

$$\frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{D_1}{D_2}\right)^3, \quad 3.3$$

$Q_1$  - производительность насоса при начальном размере рабочего колеса;

$H_1$  - напор насоса при первоначальном диаметре рабочего колеса;

$P_1$  - потребляемая мощность при исходном диаметре рабочего колеса;

$D_1$  - начальный (исходный) диаметр рабочего колеса;

$Q_2$  - необходимая (целевая) подача жидкости;

$H_2$  - необходимый (заданный) напор;

$P_2$  - расчетная (необходимая) мощность;

$D_2$  - искомый (расчетный) диаметр рабочего колеса.

Из приведенных уравнений следует, что в тех случаях, когда напор и производительность насосного агрегата постоянны и менее номинальных значений, то экономия электроэнергии (мощности) примерно пропорциональна кубу отношения диаметров исходного и подрезанного рабочего колеса. Более точные соотношения могут быть получены из рабочих диаграмм насосов и напорной характеристики участка трубопровода. По данным [39] при обрезке крыльчатки может экономиться до 10-15% электроэнергии. Но это только в режиме, когда производительность насоса должна быть снижена и не меняется во времени. В реальных условиях работы МН такую экономию получить не удастся.

У данного способа два очень существенных недостатка: во-первых, он применим только для стационарных режимов перекачки - при изменении режима метод не применим; во-вторых, процесс обточки рабочего колеса необратим, для восстановления максимальной подачи необходимо иметь несколько рабочих колес с разными диаметрами. Замена рабочего колеса насоса сопряжена с остановкой агрегата и существенными затратами на ремонт, которые могут превысить получаемую выгоду от снижения потребления электроэнергии.

Если отдельные агрегаты комплектовать рабочими колесами с разными диаметрами, то это вызывает неполную загрузку основного оборудования и требует постоянных запусков насосных установок, каждый раз сопровождающихся значительными затратами электроэнергии и снижением ресурса электродвигателей.

Также на практике применяется способ регулирования, при котором изменяется число работающих насосов. Данный способ используется для

малопроизводительных насосов с высоким давлением нагнетания, таких как многоступенчатые насосы типа ЦНС. Здесь целесообразно использовать параллельную схему подключения насосов, при которой давление во всех задействованных агрегатах будет одинаковым, а производительность складывается из суммы производительностей каждого из насосов, работающих на общий коллектор. При необходимости, также прибегают к изменению числа рабочих ступеней насоса путем монтажа или демонтажа рабочих колес, но при этом следует помнить, что одновременно могут работать насосы с одинаковым числом ступеней, т.е. давление на выходе насосов должно быть одинаковым. Это приводит к неполной загрузке основного оборудования и регулярным пускам насосных установок. Монтаж или демонтаж рабочего колеса насоса требует значительных затрат времени на техническое обслуживание, что увеличивает эксплуатационные расходы [87].

Кроме плановых диспетчерских воздействий, на работу электротехнического комплекса «питающая электрическая сеть - электродвигатель - насос - нефтепровод» влияют: переменная нагрузка нефтепровода, обусловленная графиком поставок нефти, изменения реологических характеристик перекачиваемой нефти, изменение параметров насосов, их включение и выключение, наличие запасов нефти или свободных емкостей, изменение объема приемо-сдаточных операций, нестационарные процессы и ремонтные работы, вызванные авариями на линейной части нефтепровода или отказами оборудования.

Некоторые из этих факторов действуют систематически, другие – периодически. Все это создает условия, при которых режимы работы рассматриваемого электротехнического комплекса непрерывно меняются во времени.

Колебания пропускной способности нефтепровода неизбежны, так как невозможно устранить воздействие всех изложенных факторов. Это затрудняет эксплуатацию нефтепроводов, приводит к повышенным затратам электроэнергии, что соответственно приводит к увеличению себестоимости перекачки, снижает надежность работы нефтепроводов. Особенно отрицательно сказывается неравномерность перекачки на КПД насосов и электродвигателей и, следовательно, на расходе электроэнергии [78, 114].

Доминирующим воздействием на технологический режим эксплуатации магистральных трубопроводов является переключение насосных агрегатов [14, 47, 56]. Одна из поставленных в диссертационной работе задач, при анализе непредвиденных потерь – определить оптимальное время наработки между переключениями и их необходимое количество по критерию минимума потребляемой электроэнергии с учетом требуемого графика прокачки нефти.

В качестве объекта исследования был выбран магистральный нефтепровод «Гурьев – Куйбышев» системы ПАО «Транснефть», проектной мощностью 17,5 млн. тонн/год. Статистические данные выбраны за один из месяцев второго рассматриваемого периода (2021-2023 год) [6-8, 10].

Анализ данных за этот период показывает, что большинство переключений насосных агрегатов происходит в диапазоне двух часов. Если лимитирующий формат выборки диспетчерских данных – двухчасовая производительность участка МН с данными по давлению на НПС и уровням взливов резервуаров на конец двухчасовых периодов, то остается вопрос, как же оптимально производить переключения между насосными агрегатами, чтобы обеспечить не только диспетчерское выполнение поставленной задачи, но и минимизацию потребления электроэнергии при этом.

Динамика изменения частоты переключений насосных агрегатов и производительность МН по суткам за рассматриваемый период изображена на рисунке 3.1 [10].

НПС за рассматриваемый период работала 30 дней, но 30 числа не полный день. После выполнения месячного планового задания, нефтепровод был остановлен (по отчету «Соблюдение режима работы» в 12-00 МСК).

Производительность за сутки, в которых не было переключений, соответствует производительности режимов в таблице 3.1. В те периоды, когда были переключения, НПС работала на нескольких режимах, и ее производительность была средней от производительности всех режимов.

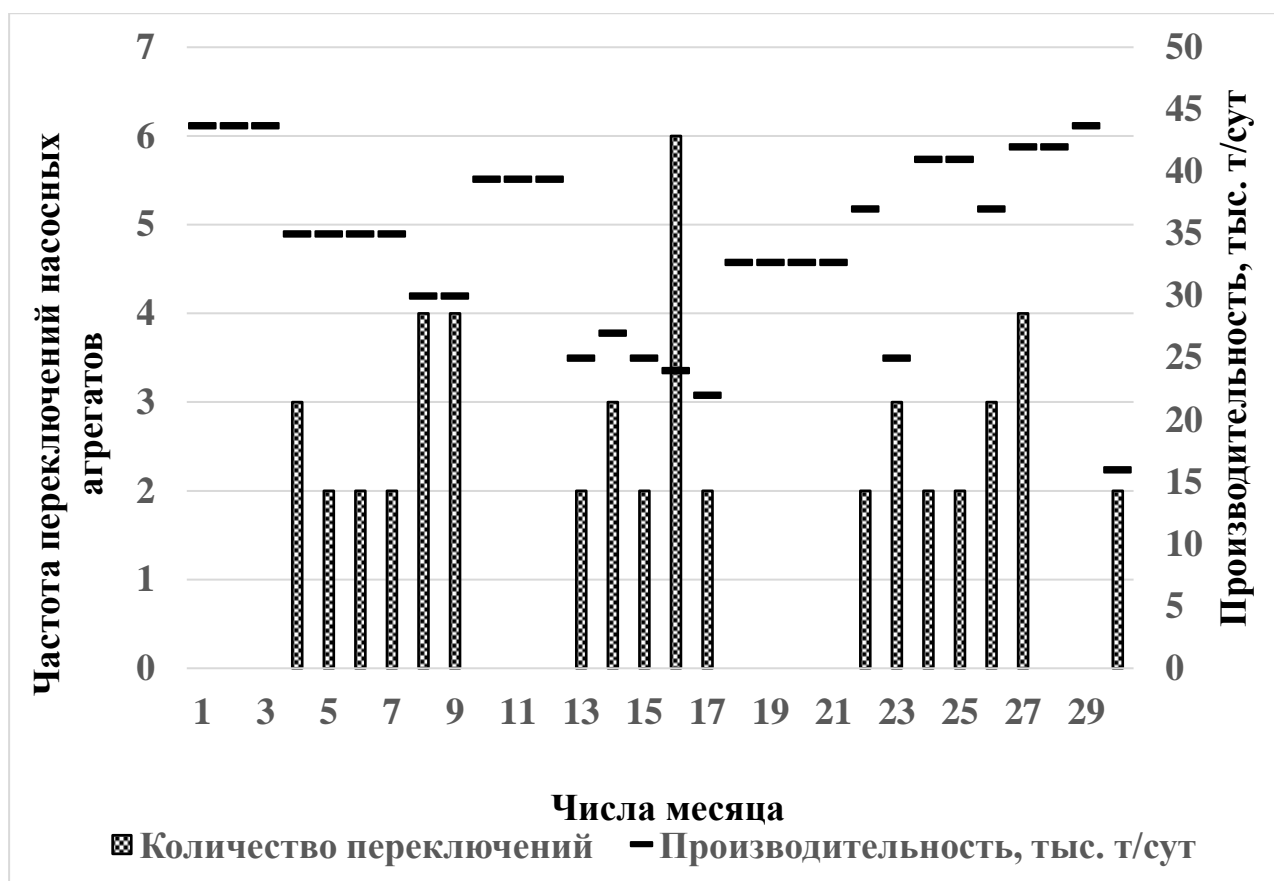


Рисунок 3.1- Динамика изменения во времени производительности и частоты переключений насосных агрегатов МН «Гурьев – Куйбышев».

Из рисунка 3.1 видно, что количество пусков/остановок насосных агрегатов может достигать 6 раз в сутки на анализируемом эксплуатационном участке. За рассмотренный период было произведено 50 пусков насосных агрегатов. По диаграммам производительности и частоты пусков видно, что нет корреляции между количеством переключений и изменением производительности. Это означает, что в большинстве случаев можно выходить на нужный режим перекачки без дополнительных переключений между насосными агрегатами. Отметим, что с целью унификации на НПС, как правило, устанавливаются однотипные насосные агрегаты. Различие в производительности, может быть, только из-за установки «подрезанных» рабочих колес.

Типовая схема электроснабжения НПС представлена на рис. 1.3 в первой главе. Головные НПС по надёжности электроснабжения относятся к первой категории надёжности, промежуточные НПС - ко второй категории надёжности электроснабжения и, согласно «Правилам устройства электроустановок» [71],

электроснабжение таких потребителей должно осуществляться от двух независимых взаимно резервирующих источников.

Электроснабжение НПС, как правило, осуществляется от двух ВЛ-110 (35) кВ, далее высокое напряжение, на понижающей подстанции, понижается до 6 (10) кВ и с помощью токопроводов или кабельных линий подается на распределительный пункт-закрытое распределительное устройство (ЗРУ). Также потребителями на напряжении 6 (10) кВ могут быть мощные электродвигатели насосов системы пожаротушения, батареи стат. конденсаторов, вдольтрассовые воздушные линии (далее по тексту – ВТВЛ), трансформаторные подстанции 6 (10)/0,4 кВ и др. Электроприемники напряжением 0,4 кВ получают питание от понижающих подстанций. Понижающие подстанции имеют два трансформатора 6 (10)/0,4 кВ и две секции взаимно резервирующих друг друга как в ручном, так и в автоматических режимах. В случае полного прекращения электроснабжения со стороны сетевой организации, имеется аварийная дизельная электростанция (далее по тексту – АДЭС) для электроснабжения ответственных электроприемников, таких как оборудование связи, телемеханики, противоаварийной автоматики, котельной и т.д., для поддержания жизнеобеспечения НПС.

Запуск в работу насосных агрегатов производят двумя способами – на «открывающуюся задвижку» или на «открытую задвижку». В первом случае пуск насосного агрегата выполняется одновременно или с небольшим запозданием, определенным программой пуска, с пуском электроприводной задвижки «на открытие» на выходе насоса. Во втором случае пуск насосного агрегата происходит при 100% открытой задвижке на выходе насоса. Второй способ пуска является более тяжелым и длительным.

В основном применяется при смене технологического режима или в ходе алгоритма технологического автоматического включения резерва (далее по тексту – технологический АВР) при отказе насосного агрегата для сохранения технологического режима работы нефтепровода.

На рисунках 3.3. и 3.4 показаны графики пускового тока и сетевого напряжения в момент пуска мощного синхронного электродвигателя.

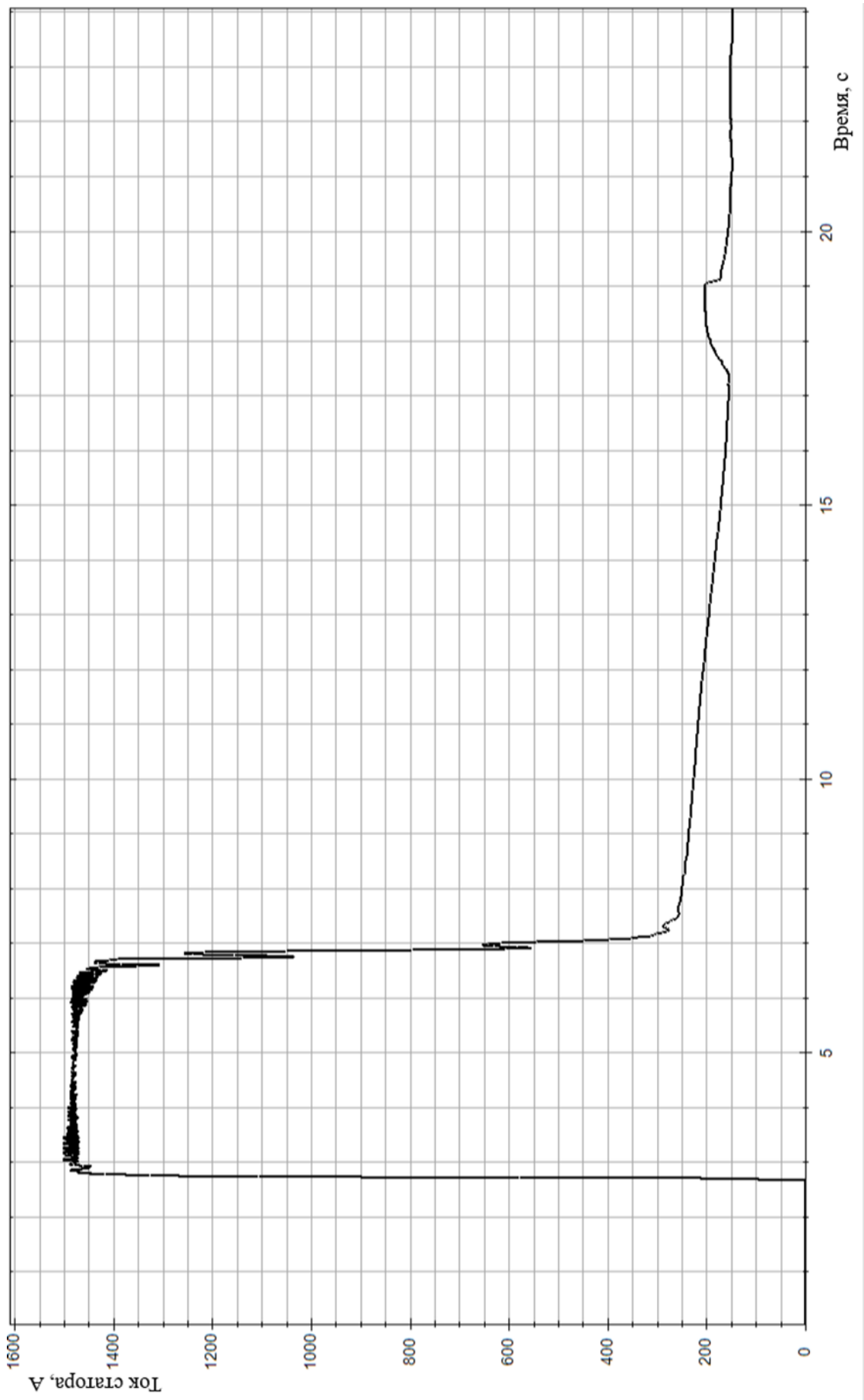


Рисунок 3.3 Пусковой ток статора электродвигателя.

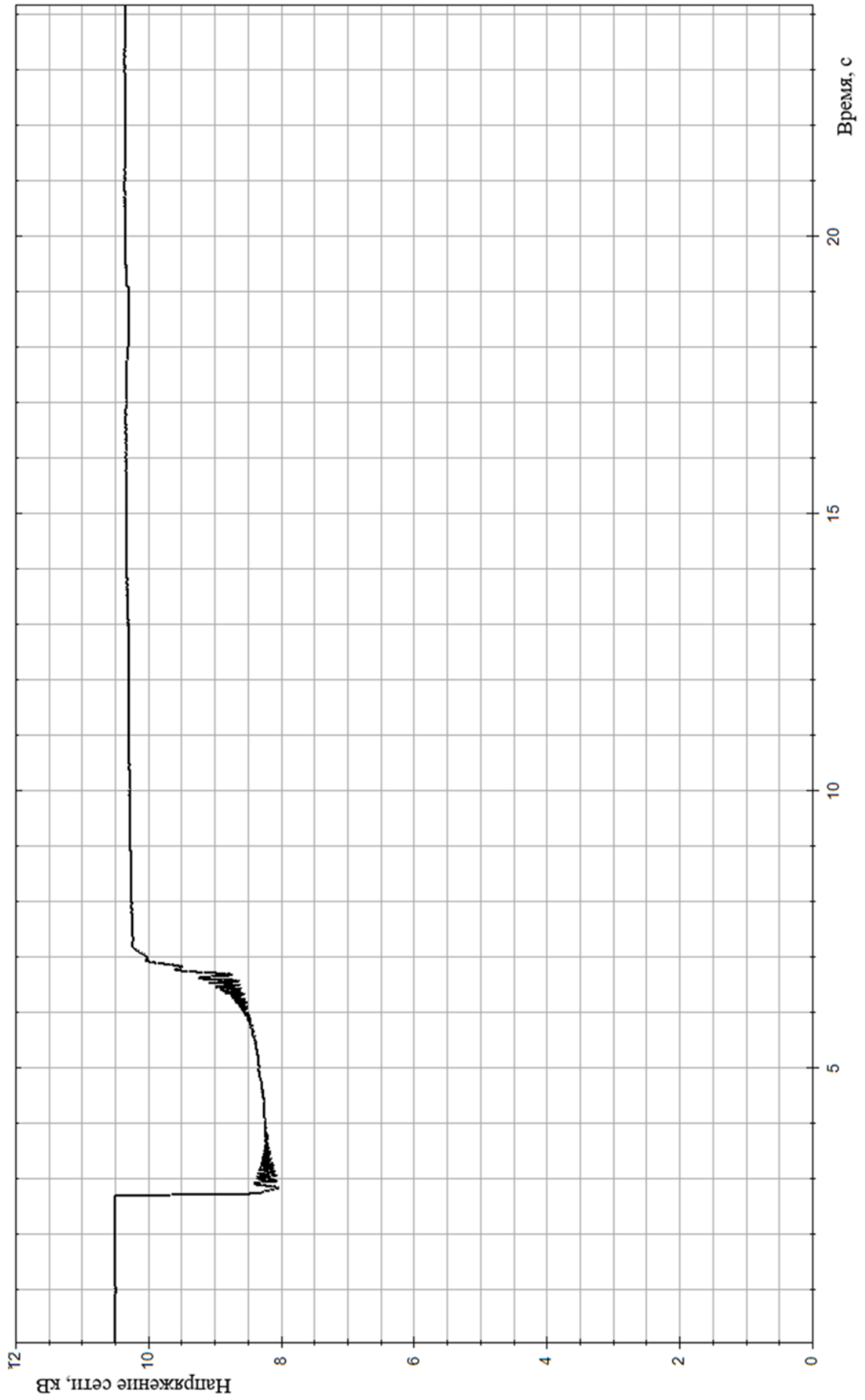


Рисунок 3.3 Сетевое напряжение в момент пуска электродвигателя.

Запуск мощных электродвигателей характеризуется значительными энергопотерями и высокими пусковыми токами, многократно превосходящими номинальные значения, что также приводит к провалам напряжения в электрической сети. Негативное влияние оказывается на электротехническое и технологическое оборудование. Как элементы электрической сети, так и электродвигатели имеют ограничения по количеству пусков из «холодного» и «горячего» состояний. Частые пуски снижают ресурс изоляции электроустановок и электрических машин, приводят к ухудшениям вибродинамических характеристик электродвигателей. В исследованиях Колпакова Л.Г. [42] показано, что 70...90 % всех отказов происходит в моменты пусков и остановок насосных агрегатов. Поэтому в качестве дополнительного критерия оптимальности в дальнейшем исследовании выбран параметр минимума количества пусков агрегатов.

Отметим, что применение токоограничивающих устройств в виде реакторов или автотрансформаторов в условиях НПС, как правило, не оправдано как экономической, так и технической целесообразностью. Во-первых, это дополнительные элементы, которые требуют инвестиционных и операционных затрат. Во-вторых, технологические особенности работы МНП определяют критическое время разгона – не набранное вовремя давление, может привести к остановке предыдущей и следующей по ходу потока нефти НПС.

### **3.2 Постановка задачи оптимизации режимов работы**

Для решения задачи оптимизации режимов переключения насосных агрегатов участка магистрального нефтепровода на основании данных из [6-8, 10] и исследований, приведенных во второй главе настоящей работы, опубликованных в [51], были приняты следующие допущения:

- период исследования - один месяц (30/31 сутки)<sup>1</sup>;
- период дискретизации - одни сутки;

---

<sup>1</sup> В течении месяца, как правило, выделяются 1 или 2 суток полного останова перекачки для плановых ремонтов и профилактики оборудования. Поэтому расчетный рабочий период в исследуемом месяце года составил 29 суток.

- реологические свойства перекачиваемой нефти в течении исследуемого периода неизменны;
- мощность агрегатов за период дискретизации не изменяется; за расчетную мощность принята средняя мощность за сутки;
- в расчетах учитывается только мощность основного электрооборудования по перекачке товарного продукта.

Обоснованность последнего допущения доказана во второй главе настоящей работы и основывается на обработке данных по типовой НПС за два периода работы: 2003-2006гг - полная загрузка, и 2021-2023гг - частичная загрузка станций.

При решении любой оптимизационной задачи возникают различного рода ограничения, которые сужают область допустимых значений варьируемых переменных (факторов). Ограничения могут накладываться как по технологическим, так и по экономическим соображениям. Эти ограничения выражаются совокупностью неравенств типа:

$$Hi(x_1, x_2, \dots, x_n) <> 0, \quad i = 1, 2, \dots, p, \quad (3.4)$$

где функция  $Hi$ , - зависит от факторов  $x_1, x_2, \dots, x_n$ , и устанавливает пределы допустимых значений этих переменных, такие как неотрицательность или целочисленность вследствие физической природы рассматриваемых величин. Условия вида (3.4), допускающие также случаи равенства, могут графически отображаться не только в виде поверхностей в  $n$ -мерном пространстве, но и представлять собой линии либо отдельные точки на графике целевой функции [4].

Первое ограничение определяется равенством (3.5)

$$t_1 + t_2 + \dots + t_n = T, \quad (3.5)$$

$t_1, t_2, \dots, t_n$ , - время работы для 1, 2, ...  $n$ -го режима, соответственно, сутки;

$T$  - отчетный период времени работы нефтепровода в сутках.

Второе ограничение определяется месячной программой объема перекачки нефти

$$q_1 t_1 + q_2 t_2 + \dots + q_n t_n = Q, \quad (3.6)$$

$q_1, q_2, \dots, q_n$ , - расход 1, 2, ...  $n$ -го периодов соответственно, тыс. т/сутки;

$Q$  - требуемый объем перекачки за отчетный период времени, тыс.т.

Следующее ограничение связано с максимально допустимой мощностью установленного оборудования  $p_{max}$  для данного участка МН. Средняя мощность для каждого режима  $p_i$  не должна превышать значения максимальной установленной мощности

$$p_i \leq p_{max} \quad (3.7)$$

Существует ограничение, связанное с максимальным количеством «горячих» и «холодных» пусков двигателей насосов под нагрузкой в единицу времени, определенное инструкцией по эксплуатации электродвигателя.

Следующим этапом постановки оптимизационной задачи является определение *параметра и критерия оптимальности*.

Чтобы эффективно решить такую задачу, необходимо ясно обозначить оптимизационную цель и иметь возможность измерять её численно. Количественное выражение такой цели именуется *параметром оптимизации* [4]. Эти параметры отличаются большим многообразием как по своему физическому смыслу, так и способам вычисления. Наиболее общими являются экономические параметры, или технические параметры, которые детерминировано их определяют.

Цель представленной работы заключается в повышении эффективности использования электроэнергии основными технологическими установками магистральных нефтепроводов на основе оптимизации режимов работы НПС. Главным параметром, характеризующим эту цель количественно, является расход электроэнергии на единицу товарной продукции.

*Критерием оптимальности*, соответственно, будет минимум расхода электроэнергии на единицу объёма перекачиваемой нефти.

$$24(p_1 t_1 / q_1 + p_2 t_2 / q_2 + \dots + p_n t_n / q_n) = \mathcal{E}_{расч.} / Q \rightarrow \min, \quad (3.8)$$

где  $p_1, p_2, \dots, p_n$  – мощность 1, 2, ...  $n$ -го режима соответственно, кВт;

$\mathcal{E}_{расч.}$  – расчетный расход электроэнергии, кВт\*час.

В качестве варьируемых переменных в исследовании предложено выбрать время работы на  $i$ -тых режимах  $t_i$  (сут) и производительность этих режимов  $q_i$ , т/сут. Количество технологических режимов и их параметры фиксируются картой

технологических режимов [11], составленной в соответствии с планом перекачки и комплексом насосного оборудования НПС.

Для рассматриваемого участка нефтепровода предусмотрено пять режимов перекачки с различной производительностью  $q_i$  и соответствующей каждому режиму потребляемой мощностью  $P_i$ . В таблице 3.1 для каждого режима рассчитан также удельный показатель расхода электроэнергии на перекачку одной тонны продукта в сутки  $S_i$ , кВт\*час/т

$$S_i = \frac{24 \cdot P_i}{q_i}, \quad (3.9)$$

Таблица 3.1 Исходные данные для расчета

Номер варианта (режима)	1	2	3	4	5
$P_i$ , кВт	4585	4086	3380	2710	1042
Производительность, $q_i$ , т/сут	45504	43728	39420	32760	21840
Удельный показатель электропотребления, $S_i$ , кВт*час/т	2,418	2,243	2,058	1,985	1,145

Удельные показатели электропотребления для различных режимов перекачки существенно, более чем в 2 раза, различаются. Это объясняется и изменением гидравлических потерь, и различием эффективности работы приводов, и отличием КПД самих насосов при работе с различной нагрузкой.

В поставленной задаче варьируемые переменные  $t_1, t_2, \dots, t_5$  могут принимать целочисленные значения от 0 до 29. Количество возможных сочетаний определяется выражением [4]

$$N = p^k = 30^5 = 24,3 \cdot 10^6, \quad (3.10)$$

Такое количество вариантов исследовать весьма проблематично. Но, учитывая ограничение (3.6), это число значительно сокращается. Если равенство (3.6) задать абсолютно строгим, то множество (3.8) может оказаться вообще пустым. Поэтому вместо строгого равенства (3.6) было предложено условие, которое

заклучалось в том, что отклонение расчетного объёма перекачиваемой нефти от заданного контрактом  $Q_k$  не должно превышать наперед заданной величины  $e\%$

$$\Delta Q_{\%} \leq e_{\%}$$

где

$$\Delta Q_{\%} = \frac{(q_1 \cdot t_1 + q_2 \cdot t_2 + q_3 \cdot t_3 + q_4 \cdot t_4 + q_5 \cdot t_5 - Q_k) \cdot 100}{Q_k}, \quad (3.11)$$

При такой постановке задачи число возможных сочетаний режимов работы, обеспечивающих заданную точность, значительно сокращается. Так, если  $e_{\%} = 1\%$ , число вариантов, отвечающих условиям (3.8), и (3.5) сокращается до 12 тысяч. Следует отметить, что 1% от планового показателя объёма месячной перекачки составляет 10 тыс.т, – примерно четвертую часть средней суточной производительности МН. Поэтому при решении оптимизационной задачи была выбрана точность обеспечения планового объёма перекачки

$$e_{\%} = 0,5\%.$$

В численном выражении это  $\pm 2500$ т – одна двадцатая средней суточной производительности МН. В этом случае, неточность обеспечения заданной месячной производительности МН корректируется сокращением или добавлением 1-2 часов работы в резервный день.

Для этого варианта оказалось, что число возможных сочетаний режимов работы, обеспечивающих заданную точность, составило 1276 (Приложение Б).

Для такого количества «испытаний» (расчетов) по математической модели, изложенной в главе 2, и последующего анализа полученных результатов рационально применить метод упорядоченного перебора с последующим ранжированием значений параметра оптимизации. Современные компьютерные программы легко позволяют это сделать.

В Приложении А приведен листинг программы «Rezultat\_optim\_prim4», написанной автором в MatchCad. В программе рассчитываются все возможные сочетания режимов работы участка нефтепровода и отбираются те из них, которые отвечают условию  $\Delta Q_{\%} \leq e_{\%}$ .

Следует отметить, что применение методов направленного поиска экстремума для решения данной задачи представляется неоптимальным вследствие их выраженной тенденции к итерационному повторению (зацикливанию) при осуществлении дискретных изменений варьируемых параметров.

Метод упорядоченного перебора (сетчатый метод) этих недостатков лишен, а количество вариантов относительно несложных вычислений не вызывает увеличения времени расчета до недопустимых значений.

Алгоритм отбора всех удовлетворяющих условиям постановки задачи режимов представлен на рис.3.4.

Задача оптимизации в общем виде ставилась как задача выбора из множества допустимых альтернативных вариантов подмножества оптимальных решений, среди которых в дальнейшем определялся окончательный оптимальный режим переключений агрегатов, обеспечивающий минимум потребления электроэнергии на единицу объёма перекачанной нефти.

Подмножество всех вариантов сочетаний режимов экспортировалось из программы MatchCad в Excel в виде неупорядоченного массива данных о 1276 вариантах, в которые входили:

- количество суток работы для каждого режима  $t_1, t_2, \dots, t_5$ ;
- расчетная производительность за месяц,  $Q, т$ ;
- отклонение расчетной месячной производительности от заданной,  $\Delta Q\%$ ;
- затраты электроэнергии для каждого варианта режимов,  $\mathcal{E}, кВт*час$ ;
- значение экономии электроэнергии в сравнении фактическим за исследуемый месяц,  $\Delta \mathcal{E}$ , в кВт\*час и %.

Массив расчетных данных приведен в Приложении Б.

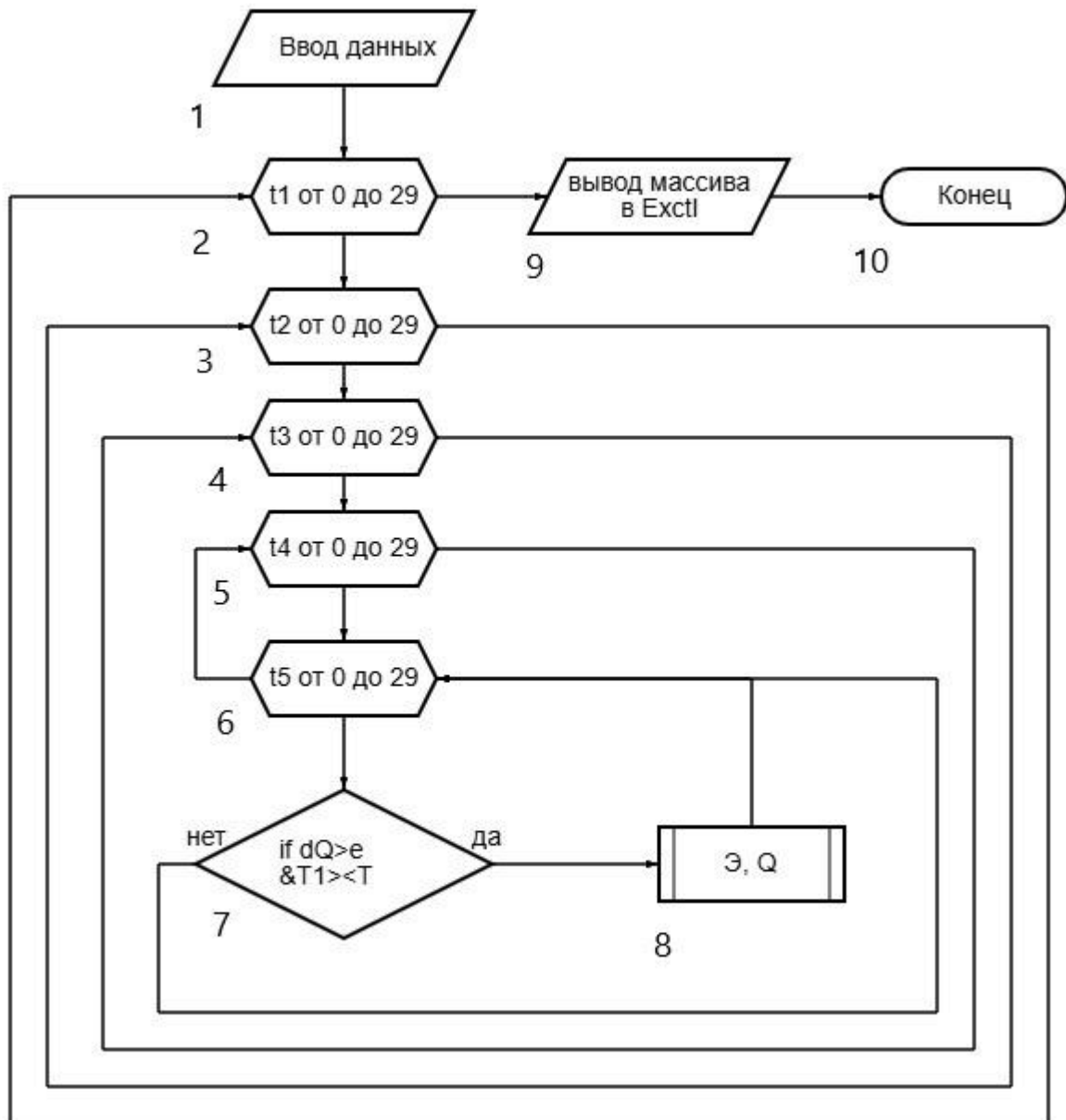


Рисунок 3.4 - Алгоритм метода упорядоченного перебора вариантов режимов перекачки

На блок-схеме обозначены:

- 1 - блок ввода исходных данных и констант;
- 2...6 - вложенные циклы перебора всех возможных сочетаний периодов работы каждого технологического цикла;
- 7 - проверка ограничения по отклонению суммарной производительности от заданного значения и проверка условия (3.5); в случае нарушения одного из этих ограничений вариант отклоняется и расчет переходит к следующему варианту;

8 - подпрограмма расчета потребного месячного энергопотребления,  $\mathcal{E}$ , кВт\*час;

9 - вывод массива расчетных данных в Excel для дальнейшей обработки.

### 3.3 Решение оптимизационной задачи

Как отмечалось выше, в качестве объекта оптимизации был выбран участок магистрального нефтепровода «Гурьев – Куйбышев» системы ПАО «Транснефть», проектной мощностью 17,5 млн. тонн/год. Статистические данные выбраны за один из типичных месяцев исследуемого периода, когда трубопровод работал на 47% от проектной мощности. Оптимизационный расчет проводился для этого коэффициента загрузки МН.

Критерием оптимальности будет минимум расхода электроэнергии на единицу объёма перекачиваемой нефти.

$$24 \left( \frac{p_1 t_1}{q_1} + \frac{p_2 t_2}{q_2} + \dots + \frac{p_n t_n}{q_n} \right) = \frac{\mathcal{E}_{расч.}}{Q} \rightarrow \min, \quad (3.12)$$

где  $p_1, p_2, \dots, p_n$ , – мощность 1, 2, ...  $n$ -го режима соответственно, кВт;

$\mathcal{E}_{расч.}$  – расчетный расход электроэнергии, кВт\*час.

При этом должны соблюдаться ограничения:

полный период работы, сут.

$$T = t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5;$$

$T \leq 29$  (календарный месяц с учетом останова на одни сутки для планового ремонта и профилактики оборудования);

$$t_i \geq 0;$$

Мощность  $i$ -го режима не более максимально допустимой для режима

$$p_i \leq p_{max.};$$

число режимов  $n=5$ .

В таблице 3.1 представлены исходные данные для расчета, полученные из данных инструментального контроля за исследуемый период и карты технологических режимов.

За месяц по исследуемому участку МН было перекачено согласно коммерческому плану

$$Q=1.027.760 \text{ т нефти.}$$

Фактическое энергопотребление составило

$$\mathcal{E}_{\text{факт}} = 2.004.478 \text{ кВт*час.}$$

Задачей оптимизации было найти такое соотношение режимов работы из пяти, допустимых картой технических режимов, при котором расчетное потребление электроэнергии будет меньше  $\mathcal{E}_{\text{факт}}$ , а в общем случае будет минимальным.

Задача решалась для фиксированной плановой месячной производительности и принятых ранее допущениях и ограничениях.

В электронной таблице Excel массив данных расчета режимов (Приложение Б) был дополнен столбцом, в котором было указано минимальное количество переключений режимов. Как было показано выше, этот показатель играет важную роль в обеспечении надежности работы комплекса. Кроме того, при каждом пуске к основному расходу электроэнергии добавляется дополнительная составляющая, вызванная пусковыми токами.

В электронных таблицах Excel данные массива всех возможных вариантов режимов перекачки из Приложения Б были структурированы в порядке убывания величины расчетной экономии электроэнергии за месяц  $\Delta\mathcal{E}$ , в кВт\*час. В Приложении В представлена верхняя часть этого массива - 25 лучших по энергопотреблению вариантов режимов из 1276.

Из этих 25 лучших вариантов 23 дают по сравнению с фактическим расходом электроэнергии за исследуемый месяц экономию от 2 158 до 44 782 кВт\*час (0,11 - 2,23%). Варианты, начиная с 24-го и далее, экономии энергии не дают.

Для более детального анализа в электронных таблицах были рассчитаны дополнительные параметры режимов перекачки.

В таблице 3.2 приведены структурированные данные по объемам перекачки для 12-ти лучших по энергоэффективности вариантов с учетом объема перекачки каждого из пяти режимов за расчетное количество суток  $q_i * t_i$ .

В итоговых столбцах таблицы даны значения дефицита/профицита месячного плана перекачки в тоннах  $\Delta Q$  и процентах  $\Delta Q\%$ .

Отметим, что профицит месячной производительности в 976 тонн соответствует только одному варианту №10. Для остальных вариантов недовыполнение программы перекачки составляет от 1376 до 10040 тонн.

Для того, чтобы компенсировать недовыполнение плана перекачки, например, для варианта №3 в 10040 т потребуются работа агрегатов МН в режиме №1 в течении 5 часов в резервные сутки, что, как правило, нежелательно, хотя и допустимо, по технологическим причинам.

Таблица 3.2 Производительность МН для отдельных режимов работы

№	t1, сут	q1*t1, т	t2, сут	q2*t2, т	t3, сут	q3*t3, т	t4, сут	q4*t4, т	t5, сут	q5*t5, т	Q, т	$\Delta Q$ , т	$\Delta Q$ , %
1	0	0	0	0	22	867240	0	0	7	152880	1020120	-7640	-0,74
2	0	0	1	43728	20	788400	1	32760	7	152880	1017768	-9992	-0,97
3	0	0	0	0	20	788400	3	98280	6	131040	1017720	-10040	-0,98
4	0	0	4	174912	17	670140	0	0	8	174720	1019772	-7988	-0,78
5	0	0	1	43728	21	827820	0	0	7	152880	1024428	-3332	-0,32
6	0	0	0	0	21	827820	2	65520	6	131040	1024380	-3380	-0,33
7	0	0	5	218640	16	630720	0	0	8	174720	1024080	-3680	-0,36
8	1	45504	0	0	21	827820	0	0	7	152880	1026204	-1556	-0,15
9	1	45504	1	43728	19	748980	1	32760	7	152880	1023852	-3908	-0,38
10	0	0	2	87456	20	788400	0	0	7	152880	1028736	976	0,09
11	0	0	3	131184	18	709560	1	32760	7	152880	1026384	-1376	-0,13
12	0	0	4	174912	16	630720	2	65520	7	152880	1024032	-3728	-0,36

На диаграмме рис.3.5 в виде столбцов с накоплением показана структура перекачки для первых 12-ти вариантов режимов. Каждая часть столбца соответствует номеру режима (с 1 по 5 снизу вверх) в сутках умноженному на мощность соответствующего режима. Весь столбец соответствует месячному объёму перекачки для заданного варианта.

Из диаграммы видно, что суммарный объём перекачки - полная высота столбцов, меняется в пределах наперед заданной погрешности 0,5%.

Как видно из таблицы Приложение Б, все 1276 вариантов соотношения режимов обеспечивают заданный месячный объем перекачки с допустимой погрешностью. Однако, этот результат достигается разными значениями суммарной потребленной электроэнергии и другими техническими показателями. Для того, чтобы решить поставленную оптимизационную задачу по минимизации расхода электроэнергии на перекачку единицы товарной продукции, как отмечалось выше, массив данных был упорядочен по возрастанию расчетного значения потребления электроэнергии. Кроме того, в матрице вариантов был добавлен столбец минимального количества требуемых переключений режимов работы (Приложение В).

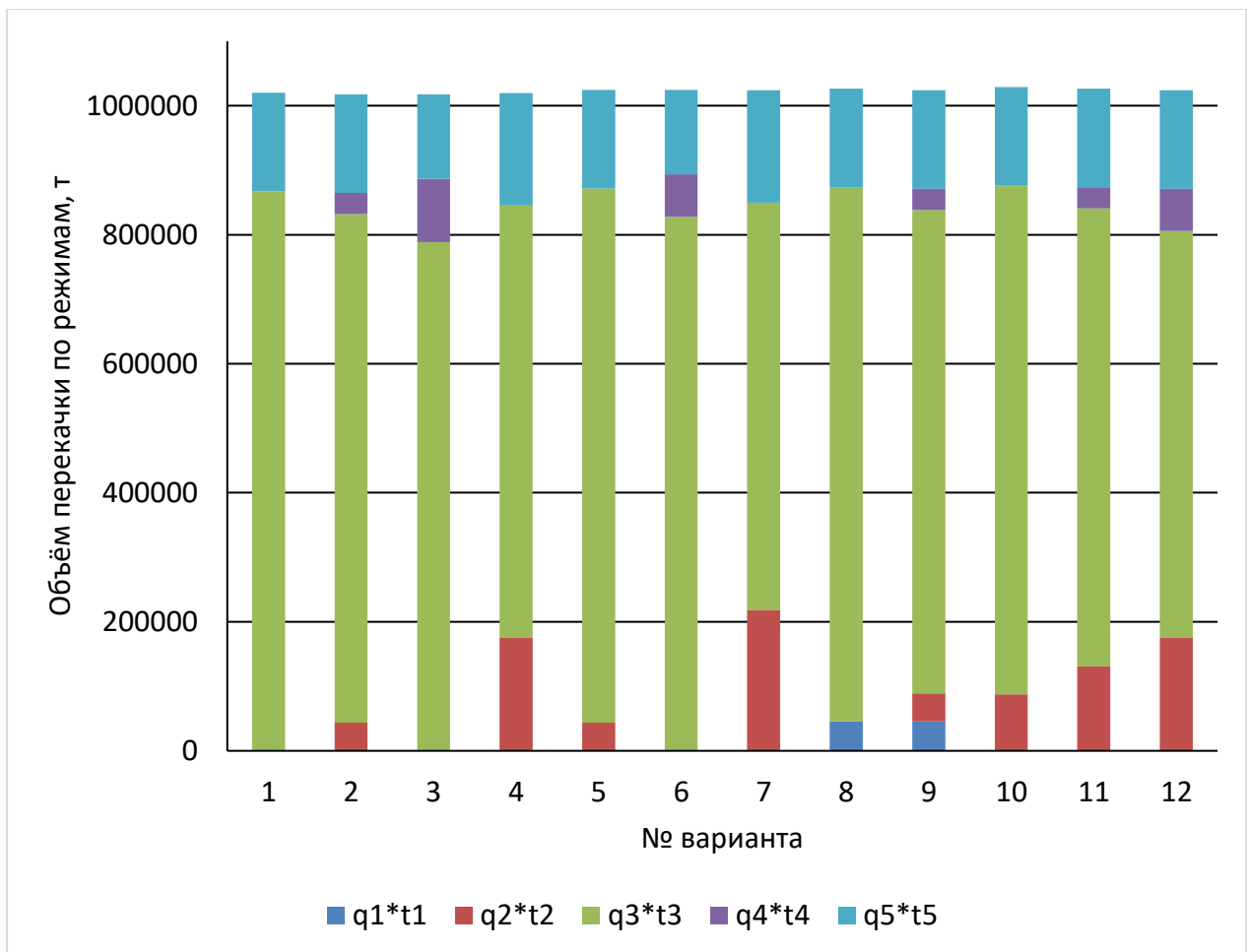


Рисунок 3.5 - Диаграмма объёмов перекачки для лучших вариантов режимов по экономии электроэнергии.

На рис.3.6 представлена диаграмма расходов электроэнергии в кВт\*час по каждому варианту перекачки для тех же отобранных 12-ти режимов. Варианты расположены в порядке возрастания значения общего расхода электроэнергии за месяц

$$\mathcal{E}_{расч.} = p_1 t_1 + p_2 t_2 + \dots + p_n t_n, \quad (3.13)$$

На приведенной диаграмме можно проследить структуру потребления электроэнергии для каждого варианта перекачки.

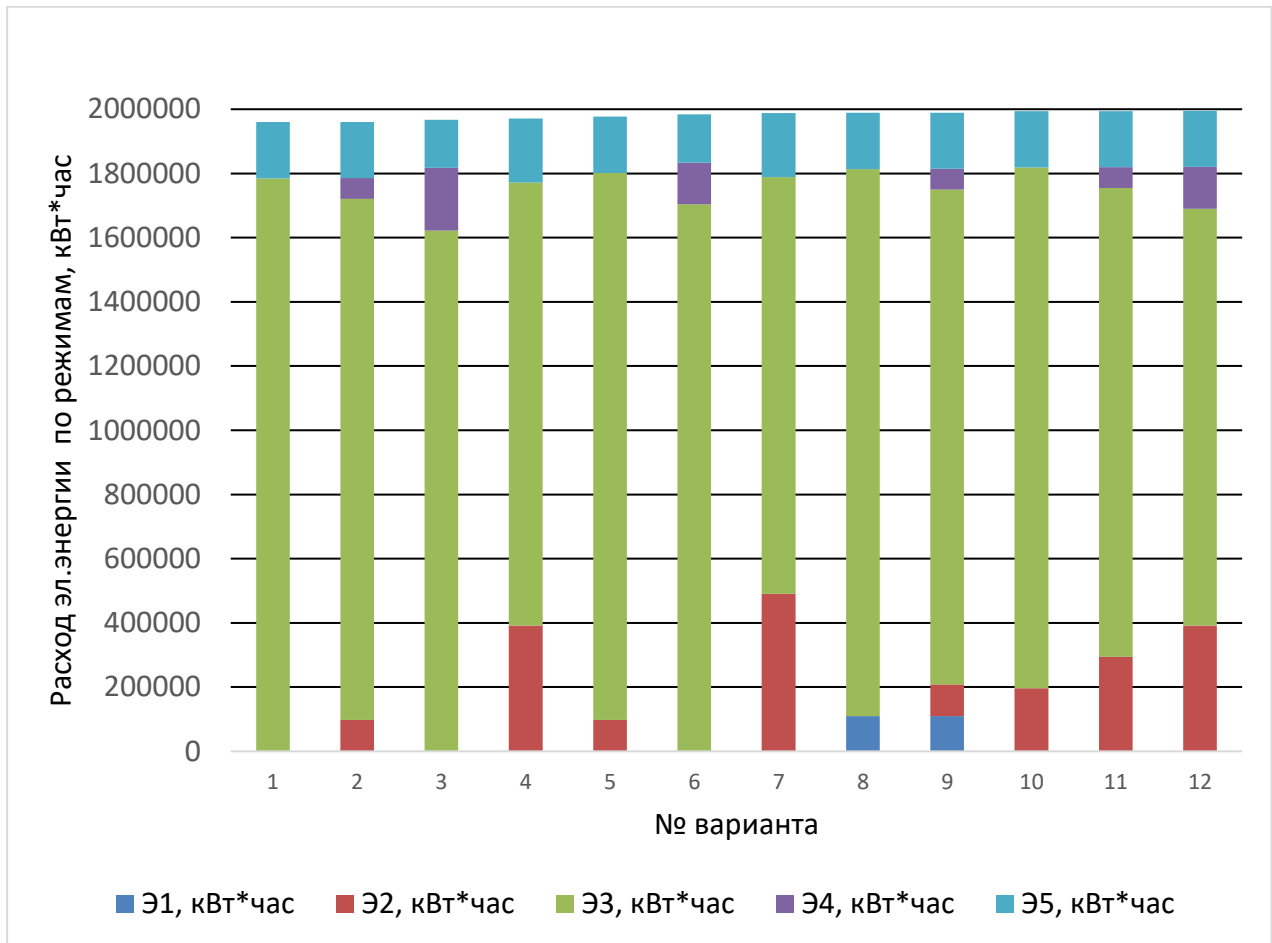


Рисунок 3.6 - Структура расхода электроэнергии по лучшим 12-ти вариантам перекачки

Так, например, для первого варианта графика перекачки 22 суток участок работает по третьему режиму перекачки и 7 суток по пятому режиму (см. табл. 3.1). Для этого варианта потребуется всего два переключения режима, учитывая включение на режим №3 в начале периода. Для других вариантов из представленной выборки минимальное количество переключений колеблется от 3 до 5. Заметим, что это минимально необходимое количество переключения режимов. На практике это количество из-за непредвиденных факторов (технологических, экономических, аварийных) может быть значительно больше.

На диаграмме (рисунок 3.7) показано соотношение экономии электроэнергии для рассматриваемых режимов  $\Delta\mathcal{E}\%$  и величины дефицита/профицита прокачанной нефти  $\Delta Q\%$ .

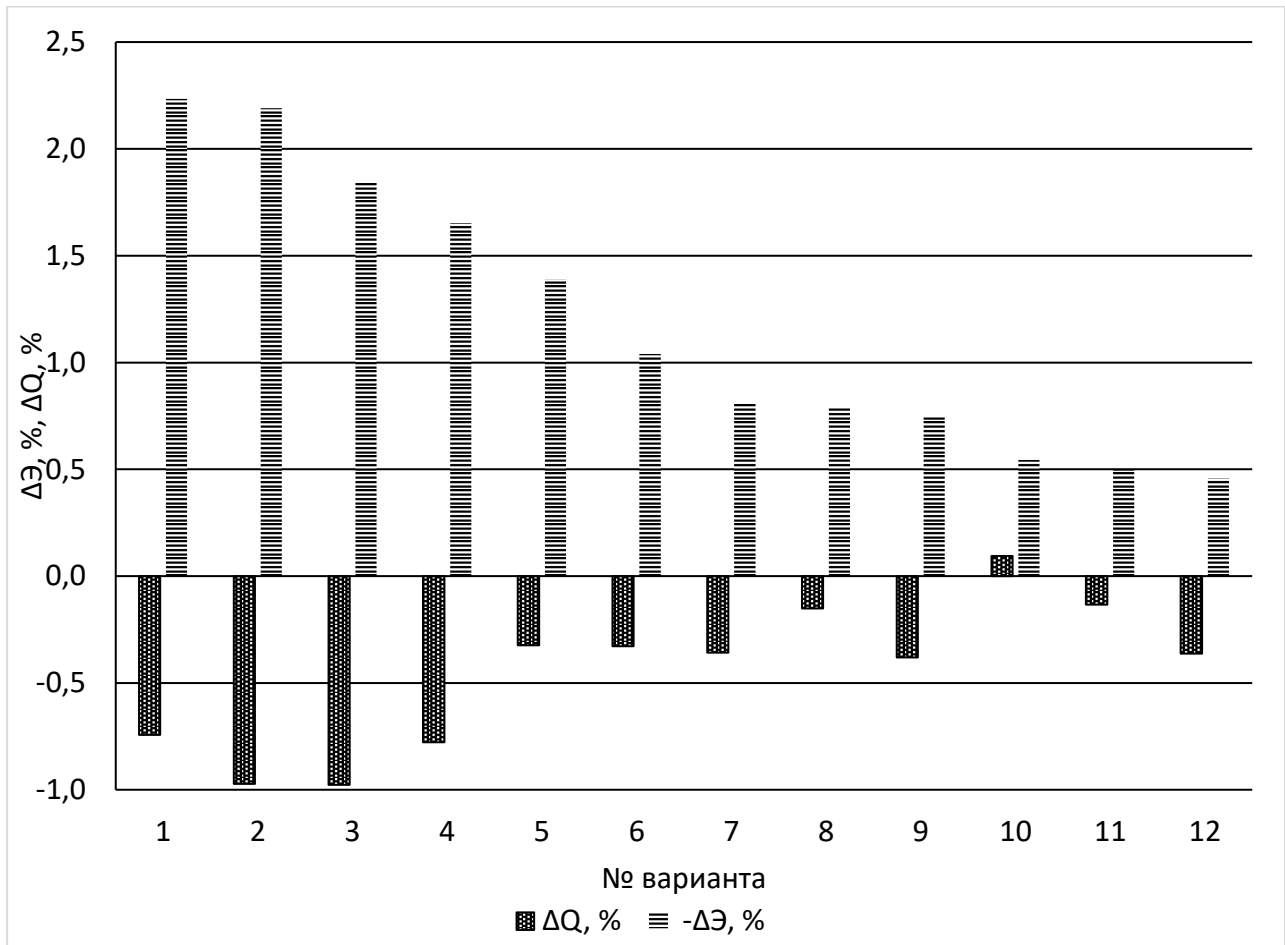


Рисунок 3.7 - Соотношение экономии электроэнергии и разницы расчетного и планового объёма перекачки.

За базовое значение объёма перекачки принято плановое задание на исследуемый период  $Q = 1.027.760$  т, а за базовое значение по расходу электроэнергии  $\mathcal{E}_{\text{факт}} = 2.004.478$  кВт\*час.

В результате оптимизации режимов перекачки для заданных условий, соответствующих заданию по участку МН «Гурьев – Куйбышев» системы ПАО «Транснефть» был получен вариант управления режимами, позволяющий сэкономить 44782 кВт\*час электроэнергии, расходуемой на основной технологический процесс. По сравнению с фактическим расходом электроэнергии, экономия составляет 2,24%. Кроме этого, полученный расчетный вариант требует в идеале только 2

переключения режимов перекачки, что значительно снижает динамические нагрузки на питающую сеть и сами электродвигатели магистральных насосов, повышая их ресурс и надежность.

По удельному показателю расхода электроэнергии на тонну перекаченного продукта оптимальный вариант позволяет снизить расход электроэнергии с  $q_{\text{факт}} = 1,95$  кВт\*час/т до  $q_{\text{опт}} = 1,906$  кВт\*час/т (-2,22%).

Расход электроэнергии по отдельным режимам перекачки для 12-ти лучших вариантов приведен в таблице 3.3

Таблица 3.3 Расход электроэнергии по отдельным режимам перекачки для 12-ти лучших вариантов

№ вар	Э1, кВт*час	Э2, кВт*час	Э3, кВт*час	Э4, кВт*час	Э5, кВт*час	Э, кВт*час	ΔЭ, кВт*час	-ΔЭ, %	Кол-во вкл-й
1.	0	0	1784640	0	175056	1959696	-44782	2,23	2
2.	0	98064	1622400	65040	175056	1960560	-43918	2,19	4
3.	0	0	1622400	195120	150048	1967568	-36910	1,84	3
4.	0	392256	1379040	0	200064	1971360	-33118	1,65	3
5.	0	98064	1703520	0	175056	1976640	-27838	1,39	3
6.	0	0	1703520	130080	150048	1983648	-20830	1,04	3
7.	0	490320	1297920	0	200064	1988304	-16174	0,81	3
8.	110040	0	1703520	0	175056	1988616	-15862	0,79	3
9.	110040	98064	1541280	65040	175056	1989480	-14998	0,75	5
10.	0	196128	1622400	0	175056	1993584	-10894	0,54	3
11.	0	294192	1460160	65040	175056	1994448	-10030	0,50	4
12.	0	392256	1297920	130080	175056	1995312	-9166	0,46	4

### 3.4 Выводы по главе 3

1. При перекачке нефти по участку МН основную долю расхода электроэнергии, 93-97%, составляет электроэнергия, затраченная на основной технологический процесс – на работу электродвигателей магистральных насосов. От времени работы на определенном режиме и количества переключений, зависит общий расход электроэнергии. Набор допустимых режимов определен Картой технологических режимов.

2. От количества пусков насосных агрегатов, которое может достигать нескольких десятков в месяц, также зависит перерасход электроэнергии и ресурс основного электротехнического оборудования. В большинстве случаев можно обеспечить заданную программу перекачки без излишних дополнительных переключений между насосными агрегатами.

3. В качестве основного критерия оптимальности режимов переключения насосных агрегатов был выбран минимум расхода электроэнергии на единицу перекачиваемой продукции  $q$ , кВт\*час/т. Дополнительным критерием выступал минимум количества переключений насосных агрегатов, обеспечивающий программу перекачки.

4. Задача выбора оптимального варианта режимов работы и количества их переключений свелась к упорядоченному перебору 1276 расчетных вариантов, обеспечивающих заданную программу перекачки с точностью 0,5%. Из полученного массива вариантов были отобраны 25, в которых расход электроэнергии оказался минимальным.

5. В качестве оптимального был выбран вариант перекачки №1, в котором расчетный расход электроэнергии был снижен. по сравнению с фактическим для выбранного периода эксплуатации на 44782 кВт\*час (2,24%). Кроме экономии электроэнергии, этот вариант режима обеспечивается всего тремя переключениями насосных агрегатов, что является лучшим показателем для исследуемой выборки и на порядок меньше фактического количества переключений за исследуемый период эксплуатации участка МНП. Для оптимального варианта удельный расход электроэнергии на единицу перекачиваемого продукта составил 1,906 кВт\*час/т, что на 2,22% меньше, чем удельный фактический расход за исследуемый период.

6. Предложенная методика решения оптимизации режима работы нефтепровода на заданный период позволяет выбрать требуемый режим работы с минимальными затратами электроэнергии. Методику рекомендуется использовать при составлении месячных планов работы магистрального нефтепровода и прогнозировании величины потребления электроэнергии для выполнения этих планов.

#### **4. СТРУКТУРНЫЙ И ПАРАМЕТРИЧЕСКИЙ СИНТЕЗ ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ НПС**

Во второй и третьей главах настоящей работы были на основании предложенной математической модели потребления электроэнергии электротехническим комплексом НПС проведены оптимизационные расчеты режимов перекачки нефти по выбранному участку магистрального нефтепровода. В результате оптимизации было доказано, что возможно снижение энергозатрат на перекачку единицы продукта (См. публикации [61, 62]). Однако, существуют и другие методы снижения потребления электроэнергии, связанные в первую очередь, с модернизацией основного энергетического оборудования НПС. Современные насосные агрегаты имеют более высокие значения производительности и КПД при той же установленной мощности приводных электродвигателей. Большие перспективы совершенствования электротехнических комплексов НПС дают электроприводы с регулируемой частотой вращения. Хорошо известны их конкурентные достоинства, обусловленные высоким коэффициентом полезного действия в обширном интервале изменения скорости вращения, а также возможностью исключить применение неэффективных по энергосбережению методов управления производительностью насосов (например, дросселирование, замена рабочих колёс и прочие).

Но, замена основного установленного оборудования мероприятие дорогостоящее и должно быть экономически обоснованным. Необходимо определить критерии эффективности этого процесса и условия их достижения. Работы в этой области велись ранее, что отражено в публикациях [1, 63]. Далее в работе на примере конкретной нефтеперекачивающей станции проведен анализ результативности модернизации комплекса насосного оборудования и применения системы частотно-регулируемого привода магистральных насосов.

##### **4.1 Объект исследования и его технологические параметры**

Нефтеперекачивающая станция «Б. Черниговка» (далее по тексту НПС) – последняя станция «горячего» магистрального нефтепровода «Узень-Гурьев-

Куйбышев» (Узень-Гурьев-Куйбышев) (далее по тексту МН). Протяженность МН 1750 км. Он является крупнейшим «горячим» трубопроводом мира.

Первоначально НПС имела один насосный зал с пятью насосами типа ЦНС 300-600 (подача 300 м<sup>3</sup>/ч, напор 600 м), соединенных между собой параллельно. В начале 90<sup>х</sup> годов, в связи с обострением геополитической обстановки на Северном Кавказе, поток нефти по МН увеличился. Было принято решение о реконструкции НПС, путем замены насосного оборудования на новое - типа НМ с большей производительностью, но из-за недостаточного финансирования ограничились строительством второго насосного зала с тремя насосами ЦНС 300-600.

Насосы типа ЦНС – многоступенчатые секционные, предназначены для перекачки обводненной газонасыщенной и товарной нефти в системах внутрипромыслового сбора, подготовки и транспортировки нефти. К неоспоримым преимуществам насосов этого типа следует отнести малый кавитационный запас, т.е. возможность его работы при малых давлениях жидкости на входе, большое значение создаваемого давления. Недостатки этих насосов – сравнительно низкий КПД, маленькая производительность, большая трудоёмкость при ремонте.

В настоящее время НПС укомплектована восемью насосными агрегатами ЦНС 315-630. Приводом насосов служат взрывозащищенные асинхронные электродвигатели типа ВАО7М мощностью 1000 кВт, с частотой вращения 1500 об/мин.

Электроснабжение НПС производится от двух ЛЭП напряжением 35 кВ. Имеется открытое распределительное устройство ОРУ-35/6 кВ, с двумя масляными трансформаторами мощностью 10000 кВА каждый, закрытое распределительное устройство ЗРУ-6 кВ, двухсекционное. С каждой секции шин подключено по четыре насосных агрегата (далее по тексту НА), поэтому при максимальном режиме работы (5 или 6 НА), при необходимости, невозможно вывести одну из секций ЗРУ-6 кВ в ремонт, без перехода на пониженную производительность, что влечет за собой недопоставку нефти потребителям. Компенсация реактивной мощности осуществляется с помощью конденсаторных батарей. Электроснабжение, особенно в грозовой сезон, нестабильное, часты посадки напряжения. Установленная

электрическая мощность составляет 9300 кВт, заявленная мощность потребителей НПС на напряжении 6 кВ – 5100 кВт. Кроме того, на НПС имеется резервуарный парк (3 резервуара по 5000 м<sup>3</sup> каждый), и печи подогрева нефти.

В таблице 4.1 приведена карта технологических режимов работы НПС в 2024 г. для нефти вязкостью 14,35 мм<sup>2</sup>/с, плотностью 852,4 кг/м<sup>3</sup>, остаточном давлении не менее 0,4 кг/см<sup>2</sup>, которое обеспечивает нормальную работу узла учета нефти на станции смешения нефти (далее по тексту – ССН), конечной точке технологического участка (далее по тексту – ТУ) «Б. Черниговка – Самара» МН «Узень-Гурьев-Куйбышев».

Таблица 4.1 Карта технологических режимов

Номер режима	Производительность режима	Наименование показателя	НПС "Б.Черниговка" марка ЦНС-315-630	Параметры режима
				Удельное потребление ЭЭ, кВт*ч/т
	тыс.т/сут			Удельный расход ЭЭ, кВт*ч/ тыс.т*км
				КПД ТУ МТ, %
1	45,5	Количество, номер НА	№1, 2, 3, 4, 5, 7	2,4
		$P_{вх}$ , кгс/см <sup>2</sup>	0,2	
		$P_{колл}$ , кгс/см <sup>2</sup>	48,1	22
		$P_{вых}$ , кгс/см <sup>2</sup>	45,7	
		Мощность, кВт	4585	59,6
2	43,7	Количество, номер НА	№3, 5, 6, 7, 8	2,2
		$P_{вх}$ , кгс/см <sup>2</sup>	0,1	
		$P_{колл}$ , кгс/см <sup>2</sup>	43,8	20,4
		$P_{вых}$ , кгс/см <sup>2</sup>	41,5	
		Мощность, кВт	4086	58,4
3	39,4	Количество, номер НА	№3, 6, 7, 8	2,1
		$P_{вх}$ , кгс/см <sup>2</sup>	0,2	
		$P_{колл}$ , кгс/см <sup>2</sup>	37,3	18,7
		$P_{вых}$ , кгс/см <sup>2</sup>	34,8	
		Мощность, кВт	3380	53,2

Продолжение таблицы 4.1

Номер режима	Производительность режима	Наименование показателя	НПС "Б.Черниговка" марка ЦНС-315-630	Параметры режима
				Удельное потребление ЭЭ, кВт*ч/т
	тыс.т/сут			Удельный расход ЭЭ, кВт*ч/ тыс.т*км
				КПД ТУ МТ, %
4	32,8	Количество, номер НА	№3, 6, 7	2
		$P_{вх}$ , кгс/см <sup>2</sup>	0,2	
		$P_{колл}$ , кгс/см <sup>2</sup>	33	18
		$P_{вых}$ , кгс/см <sup>2</sup>	30,6	
		Мощность, кВт	2710	
5	21,8	Количество, номер НА	№1, 2, 4	1,1
		$P_{вх}$ , кгс/см <sup>2</sup>	0,2	10,4
		$P_{колл}$ , кгс/см <sup>2</sup>	21,6	
		$P_{вых}$ , кгс/см <sup>2</sup>	19,5	
		Мощность, кВт	1042	53,4
6	18,4	Количество, номер НА	№2, 4	1
		$P_{вх}$ , кгс/см <sup>2</sup>	0,2	8,8
		$P_{колл}$ , кгс/см <sup>2</sup>	18,6	
		$P_{вых}$ , кгс/см <sup>2</sup>	16,7	
		Мощность, кВт	746	53,9
7	23	Количество, номер НА	0	0
		$P_{вх}$ , кгс/см <sup>2</sup>	25,5	0
		$P_{колл}$ , кгс/см <sup>2</sup>	-	
		$P_{вых}$ , кгс/см <sup>2</sup>	25,5	
		Мощность, кВт	0	-

На рисунках 4.1 и 4.2 представлены существующие характеристики МН и НПС, диаграммы требуемой мощности и КПД ТУ МТ соответственно. Режимы с применением противотурбулентной присадки не рассматривались, в виду их неприменения по причине отсутствия необходимости из-за снижения перекачки в 2024 г. Режимы №1, №2, №3, №4 рассчитаны на применении насосов ЦНС 315-630

с девятью рабочими колесами, режимы №5, №6 – с четырьмя рабочими колесами.  
Режим №7 – транзитный, при отключении НПС «Б. Черниговка» от МН.

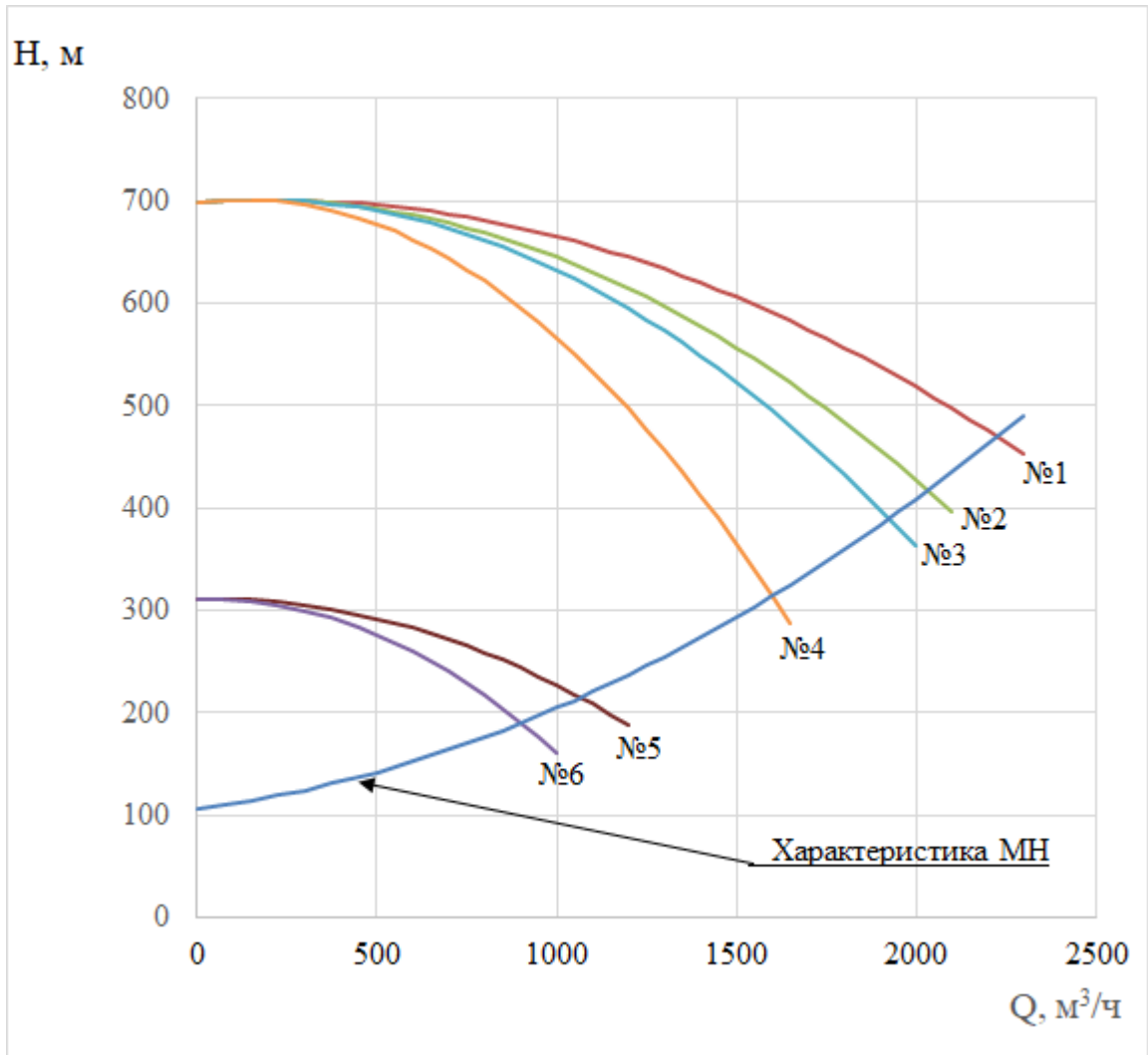


Рисунок 4.1 Существующие характеристики МН и НПС

№1-режим работы №1;

№2-режим работы №2;

№3-режим работы №3;

№4-режим работы №4;

№5-режим работы №5;

№6-режим работы №6;

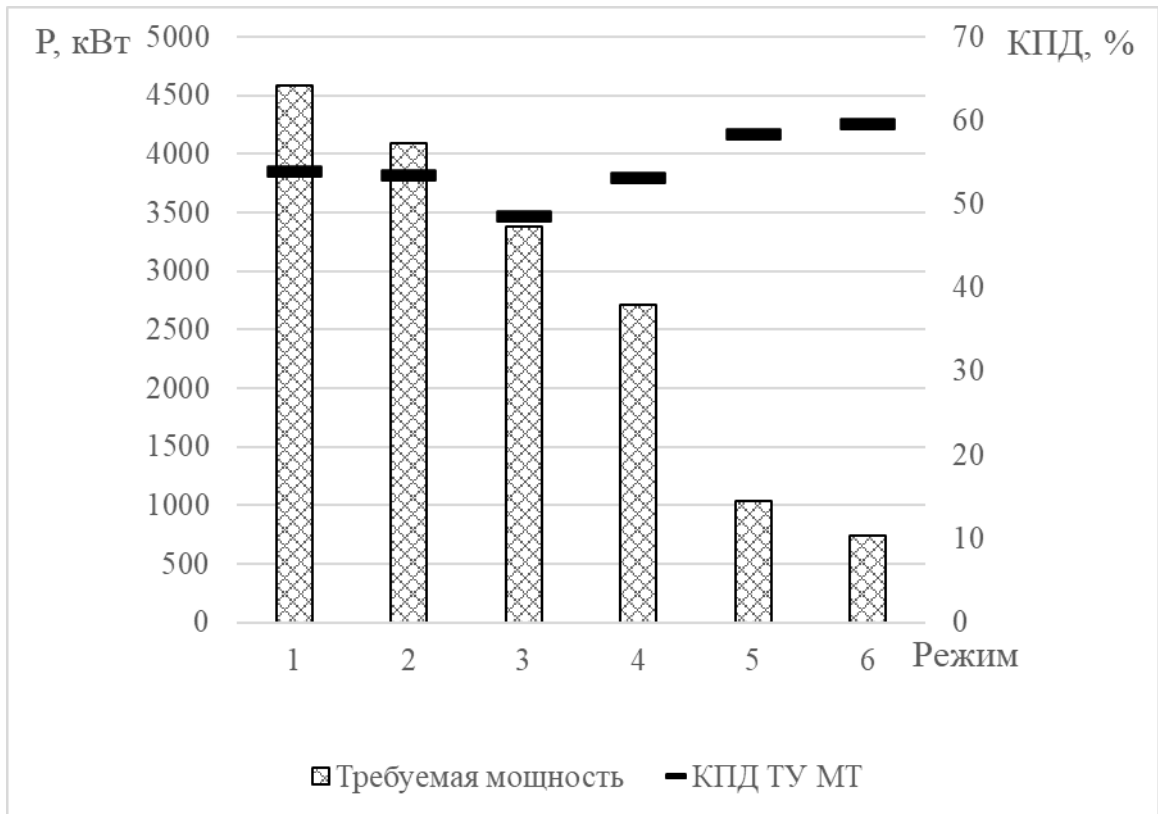


Рисунок 4.2. Диаграммы требуемой мощности и КПД ТУ МТ

Согласно [67], ожидаемое (вычисляемое) значение коэффициента полезного действия технологического участка трубопровода:

$$КПД_{ТУ} = \frac{\sum_{j=1}^m (\sum_{i=1}^R T_i (\sum_{n=1}^K \Delta P_n Q_n)_i)_j}{\sum_{j=1}^m (\sum_{i=1}^R T_i (\sum_{n=1}^K N_n)_i)_j}, \quad (4.1)$$

где  $m$  – число месяцев в расчетном интервале, шт.;

$R$  – число предусмотренных технологических режимов эксплуатации ТУ МТ в течение данного периода, шт.;

$T_i$  – продолжительность функционирования в  $i$  режиме, ч;

$K$  – количество насосных станций (НПС), задействованных в работе ТУ МТ, шт.;

$\Delta P_n$  – разница давления между выходом и входом  $n$ -й станции, Па;

$Q_n$  – производительность  $n$ -й НПС, м<sup>3</sup>/с;

$N_n$  – суммарная электрическая мощность насосных агрегатов  $n$ -й насосной станции, Вт.

Как следует из таблицы 4.1 не всегда удаётся обеспечивать требуемый режим перекачки нефти на ТУ «Б. Черниговка – Самара» (перегон 110 км). Для обеспечения требуемого режима прибегают к следующим мерам:

- дросселирование;
- изменение числа работающих НА.

Каждый из этих способов имеет свои преимущества и недостатки. С помощью дросселирования потока нефти обеспечивается плавность регулирования, но при этом затраты энергии на дросселирование значительны, кроме того, необходимо устройство, с помощью которого будет осуществляться дросселирование. Применение задвижек в качестве дросселя не желательно и применяется в редких случаях, так как при больших скоростях потока происходит истирание шибера задвижки и нарушается герметичность перекрытия. Следует также отметить, что при установке специального устройства в трубопровод, с помощью которого осуществляется дросселирование, на нем всегда происходят потери давления, даже когда в этом нет необходимости.

Второй способ является более экономичным по сравнению с дросселированием, но не обладает достаточной гибкостью, позволяет осуществлять только ступенчатое регулирование и требует много времени для своего осуществления. Кроме того, его использование ограничивается вместимостью товарного парка. Данный способ регулирования осуществляется за счет того, что при большей подаче на предыдущем участке происходит наполнение резервуарного парка, при большей подаче на последующем участке резервуары сливаются. При частых сменах режима в трубопроводе постоянно происходят переходные процессы, и как следствие, нестационарный режим работы нефтепровода, приводящий к дополнительным потерям мощности. Частые пуски электродвигателей сокращают их межремонтный интервал времени и срок службы. Не мало важно также отметить, что использование данного метода регулирования в «горячих» нефтепроводах несет дополнительные потери как самой нефти (дыхание в резервуарах), так и на подогрев нефти, которая за время наполнения резервуара остывает в нем.

В настоящее время используется преимущественно второй способ регулирования режима работы МН.

По данным таблицы 4.1 нетрудно определить производительность одного насоса. Во всех режимах работы рабочая точка насоса выходит за пределы оптимального рабочего интервала (диапазона), значение КПД насоса существенно снижается и отличается от максимального (0,76), составляя величину менее 0,65. Давление на выходе насосов при максимальных режимах превышает разрешенные значения давления магистрального трубопровода, что приводит к необходимости дросселирования и как следствие к дополнительным потерям мощности.

С учетом вышеизложенного были определены задачи исследования на данном этапе работы:

- 1) обосновать замену основного механоэнергетического оборудования;
- 2) уменьшить число работающих насосных агрегатов, с целью сокращения эксплуатационных затрат;
- 3) исключить режимы работы МН с дросселированием;
- 4) обеспечить гибкое регулирование режима работы МН.

Решение этих частных задач позволит решить глобальную задачу повышения энергоэффективности транспорта нефти по данному МН и надежности функционирования комплекса энергетического оборудования.

#### **4.2 Обоснование выбора основного механоэнергетического оборудования**

В настоящее время на МН с большим грузооборотом широкое применение нашли спиральные нефтяные магистральные насосы типа НМ. С целью повышения экономичности работы насосов в условиях длительной эксплуатации применяются сменные роторы с рабочими колесами на подачу 0,5; 0,7; 1,25 от номинальной. КПД данного типа насосов достигает 89%. К недостаткам этих насосов следует отнести необходимость строительства насосного зала (укрытия) с обустройством инженерных (отопление, освещение) сетей и вспомогательных (приточно-вытяжная вентиляция, маслосистема) систем, что приводит к значительному удорожанию

строительства и более высоким эксплуатационным затратам. Также к недостаткам следует отнести малый кавитационный запас этого типа насосов, что вызывает необходимость установки подпорных насосов. В качестве подпорных насосов широкое применение нашли нефтяные подпорные вертикальные насосы типа НПВ. КПД этих насосов достигает 85%. Главное преимущество насосов типа НПВ – это возможность их установки на открытой площадке, строительство насосного зала не требуется. Также отечественной промышленностью освоен выпуск насосов НМВ – насосы центробежные, вертикальные, многоступенчатые с шнеко-центробежной первой ступенью, с концевыми механическими уплотнениями торцового типа. Преимуществом этих насосов является значительная производительность при высоком напоре и большом кавитационном запасе, а также возможность установки на открытой площадке. Коэффициент полезного действия насосов НМВ достигает 85%. Поэтому предпочтительным вариантом является использование именно насосов типа НМВ.

Максимальная годовая производительность МНП составляет 17,5 млн. т, при максимальной часовой производительности – 1,9 тыс. т или 2225 м<sup>3</sup>. Исходя из этого, с учетом минимальной производительности МНП 800-1000 м<sup>3</sup>/ч целесообразно выбрать насос НМВ 800-400 с номинальной подачей 800 м<sup>3</sup>/ч и номинальным напором 400 м.

В качестве привода насосов в настоящее время используются асинхронные взрывозащищенные вертикальные электродвигатели.

Количество насосов, требуемая мощность электродвигателей может быть выбрана только после расчета режимов работы.

### **4.3 Расчет режимов работы МН**

Расчет произведен при плотности нефти 852,4 кг/м<sup>3</sup>, вязкости 14,35 мм<sup>2</sup>/с, остаточном напоре 10 м.

По данным [88] гидродинамические характеристики (Q-H) центробежных насосов как правило, аппроксимируют двухчленной зависимостью

$$H = a - bQ^2 \quad (4.2)$$

в которой напор  $H$  измеряется в метрах, а расход  $Q$  – в м<sup>3</sup>/ч, коэффициент  $a$  – м, а коэффициент  $b$  – м/(м<sup>3</sup>/ч)<sup>2</sup>.

Для аппроксимации ( $Q - H$ ) характеристики насоса использовались паспортная кривая, приведенная в паспорте (руководство по эксплуатации) насоса. Вычисление параметров  $a$  и  $b$  осуществлялось методом наименьших квадратов по пяти точкам, лежащим на этой кривой.

Аппроксимация зависимости ( $Q - H$ ) насоса выполнялась на основе паспортной заводской кривой, указанной в эксплуатационной документации. Значения коэффициентов  $a$  и  $b$  определялись методом наименьших квадратов.

Значения коэффициентов  $a$  и  $b$  для насоса НМВ 800-400 составляют:

$$a = 561,37;$$

$$b = 2,383 \cdot 10^{-4}.$$

На рисунках 4.3, 4.4 приведены полученные характеристики МН и насосной станции, график требуемой мощности соответственно.

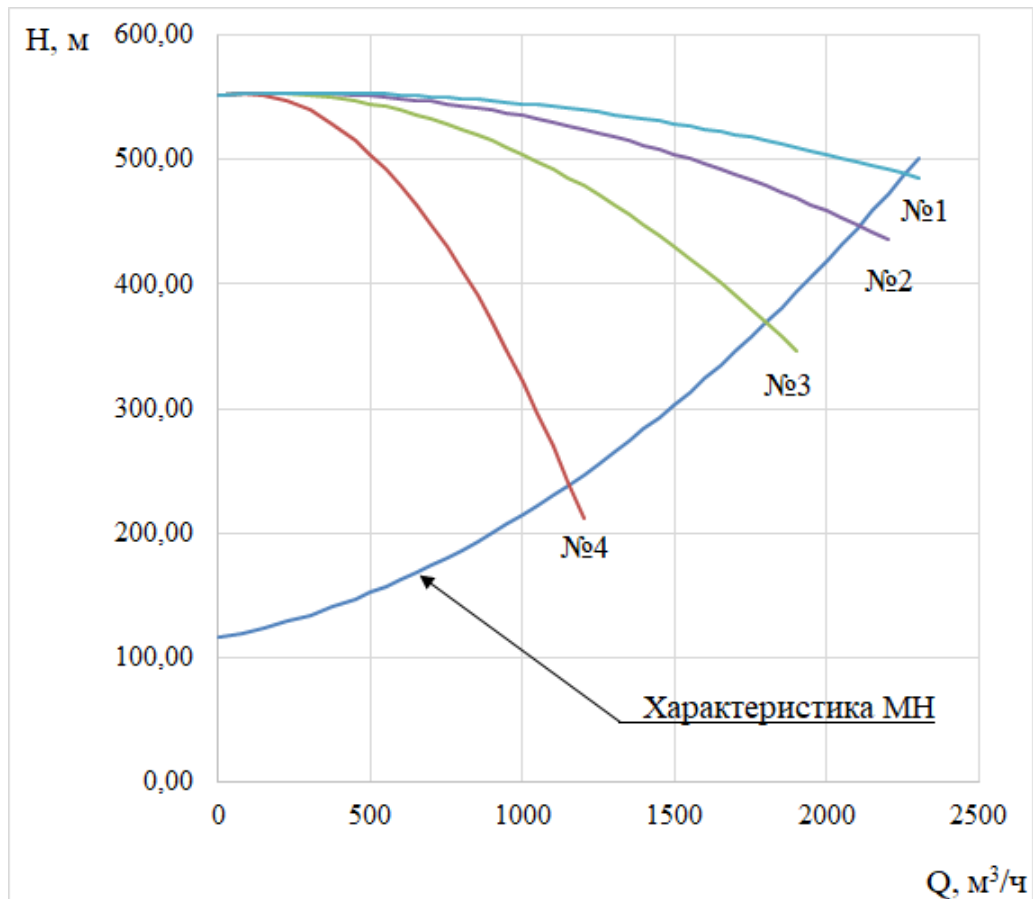


Рисунок 4.3. Характеристики МН и насосной станции:

№1 – характеристика НПС при работе четырех насосов НМВ 400-800;

№2 – характеристика НПС при работе трех насосов НМВ 400-800;

№3 – характеристика НПС при работе двух насосов НМВ 400-800;

№4 – характеристика НПС при работе одного насоса НМВ 400-800;

Рабочая точка находится на пересечении характеристик Q-H насосной станции и трубопровода. Четырем режимам работы НПС соответствуют точки пересечения напорных характеристик насосов и характеристики МН. Полученные значения расходов незначительно отличаются от существующих, что допустимо для работы станции.

Максимально допустимый напор МН составляет  $49,0 \text{ кг/см}^2$ . Напор насосов при максимальной часовой производительности МН на режиме №1 составляет 488,5 м. что допустимо, исходя из условия, что напор, создаваемый станцией меньше, либо равен допустимому напору МН ( $490 \text{ м} \leq 488,5 \text{ м}$ ).

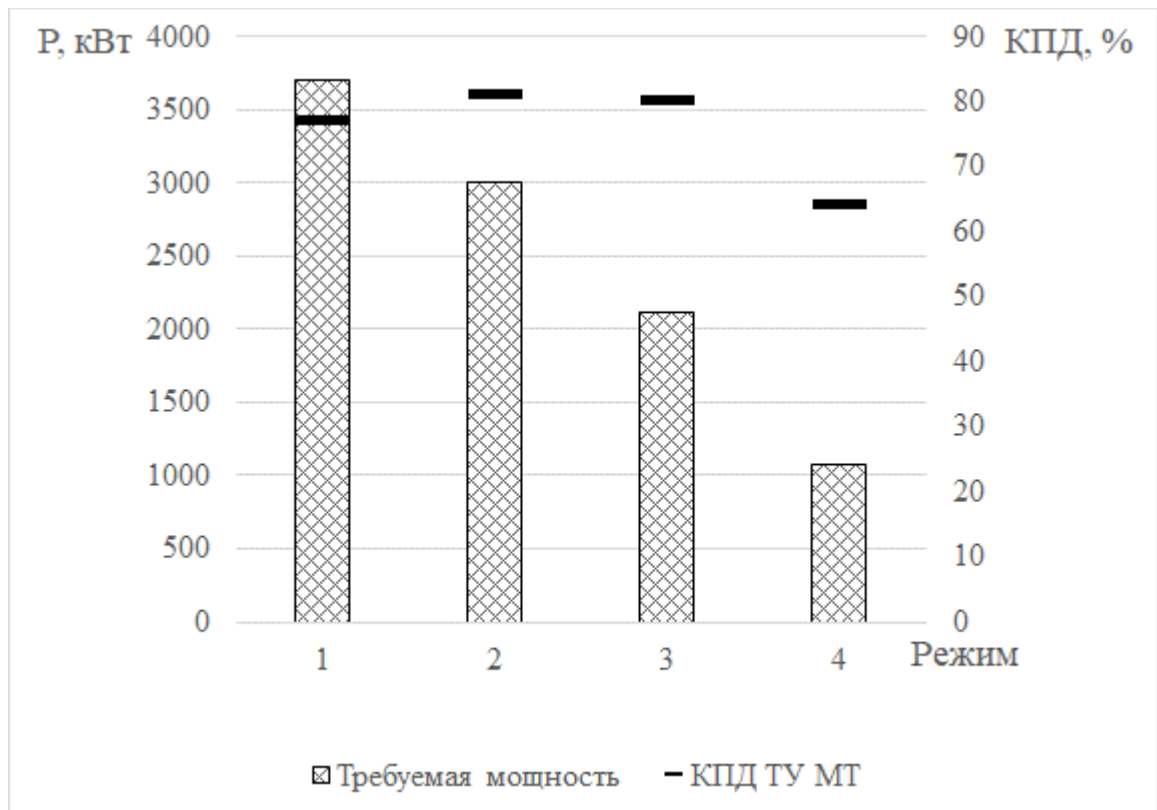


Рисунок 4.4 Диаграммы требуемой мощности и КПД ТУ МТ

Из диаграммы видно, что значения КПД для различных режимов существенно различаются: от 82,5% во втором режиме, до 65% в режиме №4. Следовательно имеется потенциальная возможность повышения энергоэффективности процесса перекачки, например, путем оптимизации режимов или установки регулируемых электроприводов.

Из вышеизложенного следует, что *для поддержания максимального режима и нормальной работы МН необходимо и достаточно установить пять насосных агрегатов типа НМВ 800-400 (четыре в работе, один в резерве). Схема соединения всех насосных агрегатов параллельная.*

В таблице 4.2 приведена карта технологических режимов работы НПС, полученных в результате расчета для нефти вязкостью 14,35 мм<sup>2</sup>/с, плотностью 852,4 кг/м<sup>3</sup>, остаточном давлении не менее 0,4 кг/см<sup>2</sup>.

По данным таблицы 4.2 была определена производительность одного насоса. Рабочая точка насоса выходит за пределы рекомендованного производителем рабочего диапазона только при работе НПС одним насосом (режим №4). Значение КПД насоса при этом снижается от максимального (0,81) до значения 0,65. Давление на выходе насосов при максимальных режимах не превышает разрешенные значения давления магистрального трубопровода, что не требует необходимости дросселирования.

Следует отметить, что данная комплектация оборудования обеспечивает четыре режима работы МН. При необходимости расширения реестра технологических режимов перекачки может возникнуть необходимость регулирования давления на выходе станции, которое предполагает необходимость дросселирования, перепуска, работы МН на наполнение-слив резервуарного парка или регулирования частоты вращения ротора насоса. Каждый из этих способов требует дополнительных затрат и должен быть подвергнут сравнительному анализу как конкурирующий вариант при модернизации насосного оборудования перекачивающей станции.

Таблица 4.2 Режимы работы МН с новым насосным оборудованием

Номер режима	Производи- тельность режима	Наименование показа- теля	НПС "Б.Черни- говка" марка ЦНС-315-630	Параметры режима	
	тыс.т/сут			Удельное потребление ЭЭ, кВт*ч/т	
				Удельный расход ЭЭ, кВт*ч/ тыс.т*км	
				КПД ТУ МТ, %	
1	46,2	Количество, номер НА	№1, 2, 3, 4	1,93	
		$P_{вх}$ , кгс/см <sup>2</sup>	0,2		
		$P_{колл}$ , кгс/см <sup>2</sup>	48,9	17,5	
		$P_{вых}$ , кгс/см <sup>2</sup>	46,5		
		Мощность, кВт	3705		
2	43,1	Количество, номер НА	№1, 2, 3	1,67	
		$P_{вх}$ , кгс/см <sup>2</sup>	0,1		
		$P_{колл}$ , кгс/см <sup>2</sup>	44,7	15,2	
		$P_{вых}$ , кгс/см <sup>2</sup>	42,4		
		Мощность, кВт	3004		
3	36,8	Количество, номер НА	№1, 2	1,38	
		$P_{вх}$ , кгс/см <sup>2</sup>	0,2		
		$P_{колл}$ , кгс/см <sup>2</sup>	36,9	12,6	
		$P_{вых}$ , кгс/см <sup>2</sup>	34,8		
		Мощность, кВт	2121		
4	23,6	Количество, номер НА	№1	1,09	
		$P_{вх}$ , кгс/см <sup>2</sup>	0,2		
		$P_{колл}$ , кгс/см <sup>2</sup>	23,9	9,9	
		$P_{вых}$ , кгс/см <sup>2</sup>	21,9		
		Мощность, кВт	1070		
5	23	Количество, номер НА	0	0	
		$P_{вх}$ , кгс/см <sup>2</sup>	25,5		
		$P_{колл}$ , кгс/см <sup>2</sup>	-	0	
		$P_{вых}$ , кгс/см <sup>2</sup>	25,5		
		Мощность, кВт	0		

В соответствии с [88] мощность, потребляемая насосной установкой:

$$P = \frac{\rho g H Q}{3600 \xi_1 \xi_2} \quad (4.3)$$

где  $\xi_1$ ,  $\xi_2$  – КПД насоса и электродвигателя соответственно;  $\rho$  – плотность нефти;  $H$  – напор в м;  $Q$  – расход в м<sup>3</sup>/ч;  $g$  – ускорение свободного падения.

КПД насоса определяется зависимостью:

$$\xi_1 = kQ - k_1 Q^2, \quad (4.4)$$

где  $k$ ,  $k_1$  – коэффициенты, определяемые по заводской характеристической кривой посредством метода наименьших квадратов.

Расчетная мощность электродвигателя должна быть не менее [85]:

$$P_{\text{необх}} = k_M P, \quad (4.5)$$

где  $k_M$  – коэффициент запаса, который зависит от потребляемой насосом мощности и при мощности насоса более 300 кВт  $k_M = 1,1$ .

КПД электродвигателя, для упрощения расчетов, при нагрузках от 70% до 100% можно принять практически неизменным и равном номинальному.

В результате расчетов получено, что максимальная потребляемая мощность одного насосного агрегата будет 1070 кВт при работе на режиме №4. Из уравнения (4.5) следует, что для работы насосов достаточно использовать электродвигатель мощностью 1250 кВт и скоростью вращения 1500 оборотов в минуту. Установленная суммарная мощность оборудования будет равна 6250 кВт, а наибольшая потребляемая мощность при полной нагрузке четырех насосов – 3705 кВт. Если сопоставлять эти данные с характеристиками ныне используемого оснащения (см. диаграмму рис.4.1 и таблицу 4.1), которое в таком же рабочем режиме потребляет максимум 4585 кВт мощности, то снижение потребляемой мощности составляет 19,2% при увеличении производительности на 1,54%.

В итоге, для предлагаемого варианта комплектации основного насосного оборудования исследуемой НПС и обеспечения требуемых режимов перекачки МН, можно констатировать:

- предложенные режимы работы МН дают существенную, до 19%, экономию электроэнергии при перекачке максимального заданного объёма продукции;

- уменьшено количество работающих агрегатов с шести до четырех, за счет чего снижаются эксплуатационные затраты;
- снижено рабочее давление при максимальном режиме работы, которое не превышает разрешенное давление нефтепровода, соответственно исключена необходимость работы МН с дросселированием и как следствие исключает вынужденные потери электрической мощности;
- число ступеней регулирования давления составляет четыре, что меньше, чем на существующей станции (шесть), что упрощает задачу обеспечения требуемого графика технологического процесса перекачки нефти.

#### **4.4 Регулируемый привод насосных агрегатов**

Практика эксплуатации отечественных и зарубежных нефтепроводов продемонстрировала целесообразность применения регулируемых электродвигателей насосных установок в условиях переменной нагрузки трубопроводов. Регулировка скорости вращения рабочих колес позволяет гибко адаптировать гидродинамические и энергозатратные параметры насосов к меняющемуся уровню прокачки, обеспечивая экономию электроэнергии, расходуемой на транспортировку нефти.

Регулирование частоты вращения насоса можно достичь путем регулирования частоты вращения приводного электродвигателя. Технически такое регулирование осуществляется с помощью полупроводниковых преобразователей частоты (ЧРП). Системы ЧРП-АД регулируемого электропривода получила широкое распространение как в зарубежной, так и в отечественной практике эксплуатации насосного оборудования трубопроводного транспорта.

Рациональная организация потребления электрической энергии является важным условием устойчивого развития промышленности. В современной электроэнергетике особое внимание уделяется внедрению мощных полупроводниковых устройств, обеспечивающих эффективное управление асинхронными двигателями. Широкое применение высокоэффективных частотно-регулируемых электроприводов (ЧРП) показало отличные результаты в плане энергосбережения и

автоматизации производственных процессов. Особо выгодно использовать такие приводы совместно с центробежными насосами (ЦН), где расход рабочей среды зависит от квадрата скорости вращения ротора насоса. Применение ЧРП позволяет существенно снизить затраты электричества на регулирование производительности, уменьшить износ механизмов, предотвратить гидравлические удары.

В АО «Транснефть-Приволга» имеется успешный опыт разработки и внедрения специализированного электропривода для ЦН транспортировки нефти, а именно с 2018 г. в эксплуатации находятся ЧРП мощностью 1600 кВт для привода насосных агрегатов на ГПС «Тингута». С 2020 г. эксплуатируются ЧРП на станции смешения нефти мощностью от 315 до 800 кВт, для насосных агрегатов внутри парковой перекачки, компаундирования и смешения нефти. В 2023 г. внедрены ЧРП мощностью 4000 кВт на экспортном магистральном нефтепроводе «Куйбышев-Тихорецк». За время эксплуатации ЧРП в АО «Транснефть-Приволга» наработан большой опыт эксплуатации ЧРП для привода ЦН.

Регулирование режимов транспортировки нефти на участке «Большая Черниговка — Самара» магистрального трубопровода «Гурьев — Куйбышев» осуществляется устаревшими методами, такими как изменение выходного давления через запорную арматуру (дросселирование), применение насосных агрегатов с различным количеством рабочих колес или накопление-слив нефти в емкостях резервуарного парка. Сегодня остро стоит задача обновления и модернизации насосной станции с учетом современных технологий плавного изменения частоты вращения электродвигателей при работе и запуске системы перекачки.

Один из главных стимулов для использования частотно регулируемых электроприводов является экономия электроэнергии, которую можно получить при их эксплуатации [23, 109]. Экономия электроэнергии возможна благодаря законам подобия, которые определяют работу центробежного насоса (или вентилятора). Эти законы могут быть обобщены следующим образом [39]:

Главным основанием для использования частотных преобразователей в электродвигателях привода центробежных насосов МН является повышение энергоэффективности, которое наблюдается в ходе их эксплуатации в нестационарных

режимах [23, 108]. Эффективность основывается за счет законов подобия, описывающих работу центробежных насосов и вентиляторов [39]:

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{n_1}{n_2}, \quad (4.6)$$

$$\frac{H_1}{H_2} = \frac{(n_1)^2}{(n_2)^2}, \quad (4.7)$$

$$\frac{P_1}{P_2} = \frac{(n_1)^3}{(n_2)^3}, \quad (4.8)$$

где  $Q$  - производительность насоса на выходе ( $\text{м}^3/\text{с}$ );

$H$  - давление на выходе насоса (м вод. ст.);

$P$  - мощность на валу насоса (кВт);

$n$  - скорость вращения вала насоса (об/мин).

Из приведенных формул очевидно обоснование снижения энергопотребления при частотном регулировании производительности центробежных насосов. Например, если необходимо уменьшить производительность насоса до 80% (соответственно снизив частоту вращения также до 80%), согласно выражению (4.7), потребляемая мощность составит всего лишь 51,2% от уровня потребления при номинальной скорости работы двигателя. Таким образом достигается экономия около 48,8%. Однако такое утверждение верно лишь тогда, когда отсутствует необходимость поддерживать постоянный статический напор. Для анализа энергетических процессов необходимо создать основную расчётную модель, отражающую характеристики трубопровода и насосного оборудования. Энергозатраты прямо пропорциональны произведению  $H \times Q$  (высота подъёма жидкости, умноженная на расход). Однако важно учитывать коэффициенты полезного действия электродвигателя (особенно частотно регулируемого привода) и самого насоса — каждый из них зависит от рабочей частоты вращения и потребляемой мощности. В дополнение к эффекту от энергосбережения и большей точности в управлении при использовании частотно регулируемых электроприводов существует еще ряд преимуществ в работе, на которые необходимо обратить внимание. Это снижение эффекта

«гидравлического удара», решение проблем с кавитацией, а также уменьшение износа уплотнений и подшипников.

Основной проблемой для широкого внедрения ЧРП на магистральных насосных агрегатах остается высокая цена частотных преобразователей. Поэтому в каждом конкретном случае необходим анализ эффективности их применения. Нужен ли один частотно-регулируемый насос на группу агрегатов, или каждый агрегат должен иметь свой ЧРП? Какое количество агрегатов должно быть регулируемым из общего количества, установленных на станции? Эти вопросы требуют разрешения.

Рассмотрим эксплуатационные характеристики оборудования исследуемой НПС для случая, когда все четыре насосных агрегата снабжены частотными преобразователями.

Для выбранного в пункте 4.2 оборудования были рассчитаны режимы работы МН с регулированием. Сравнительный анализ проводился для производительности режимов равных производительностям существующих.

По данным [88] зависимости (4.2), (4.3), и формула (4.4) при регулировании частоты вращения ротора нагнетателя принимают вид:

$$H = a \left( \frac{n_1}{n_0} \right)^2 - bQ^2 \quad (4.9)$$

$$P = \frac{\rho g H Q}{\xi_1 \xi_2 \xi_3} \quad (4.10)$$

$$\xi_1 = kQ \frac{n_0}{n_1} - k_1 Q^2 \left( \frac{n_0}{n_1} \right)^2 \quad (4.11)$$

где  $n_0$  – номинальная частота вращения ротора;  $n_1$  – измененная частота вращения;  $\xi_3$  – КПД ПЧ.

Расчет произведен при плотности нефти 852,4 кг/м<sup>3</sup>, вязкости 14,35 мм<sup>2</sup>/с, остаточном напоре 10 м, для существующих режимов работы МН (см.табл.4.1). На рисунке 4.5 приведены полученные характеристики МН и насосной станции при регулировании частоты вращения. На рисунке 4.6, для сравнения, приведены

диаграммы требуемой мощности и КПД ТУ МТ существующего насосного оборудования и нового насосного оборудования с применением ЧРП.

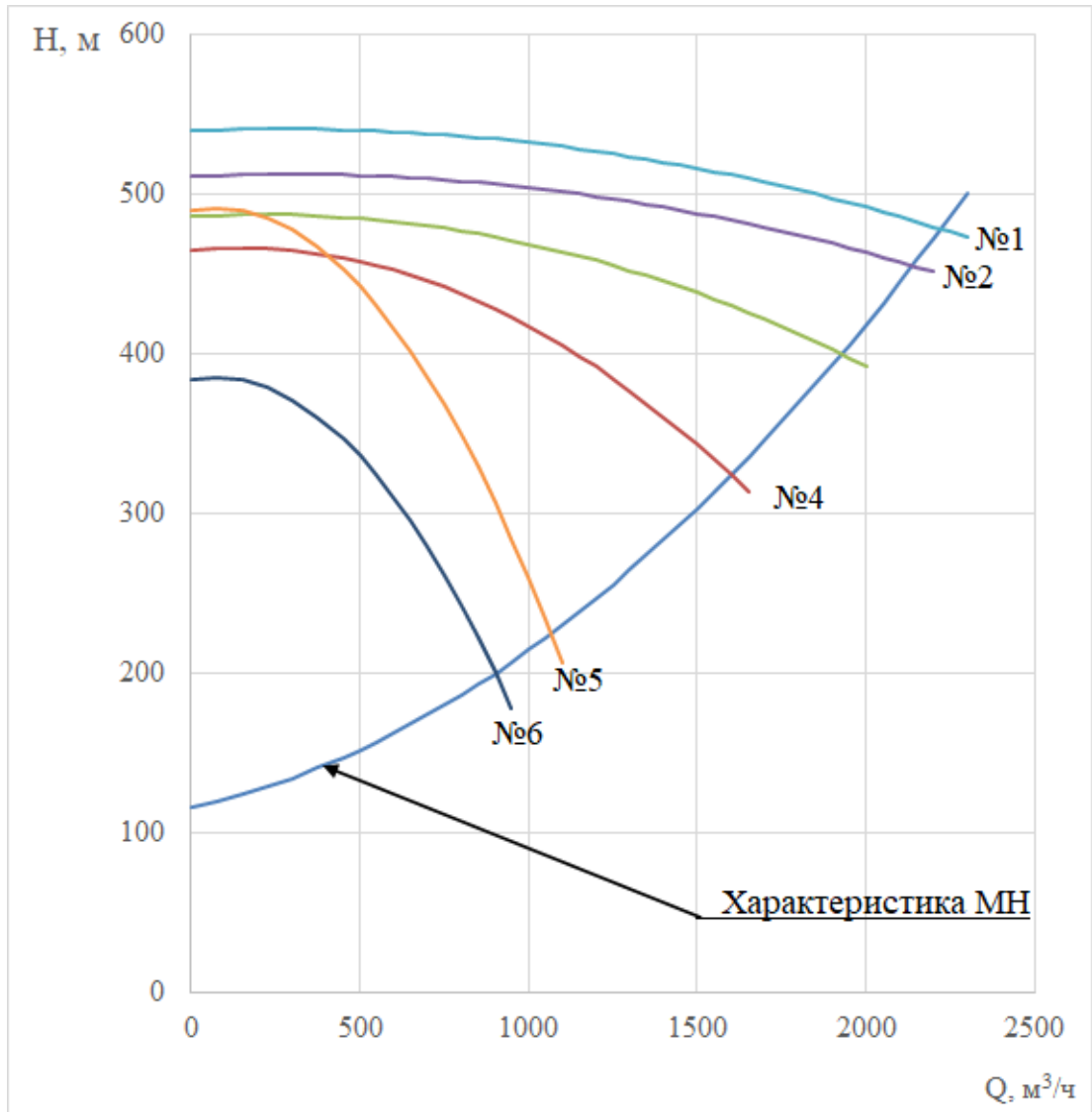


Рисунок 4.5 Характеристики МН и насосной станции при регулировании частоты вращения насосных агрегатов:

№1– характеристика насосной станции при работе четырех насосов НМВ 400-800 при частоте 49 Гц;

№2– характеристика насосной станции при работе четырех насосов НМВ 400-800 при частоте 48 Гц;

№3– характеристика насосной станции при работе трех насосов НМВ 400-800 при частоте 47 Гц;

№4– характеристика насосной станции при работе двух насосов НМВ 400-800 при частоте 46 Гц;

№5– характеристика насосной станции при работе одного насоса НМВ 400-800 при частоте 47 Гц;

№5– характеристика насосной станции при работе одного насоса НМВ 400-800 при частоте 42 Гц;

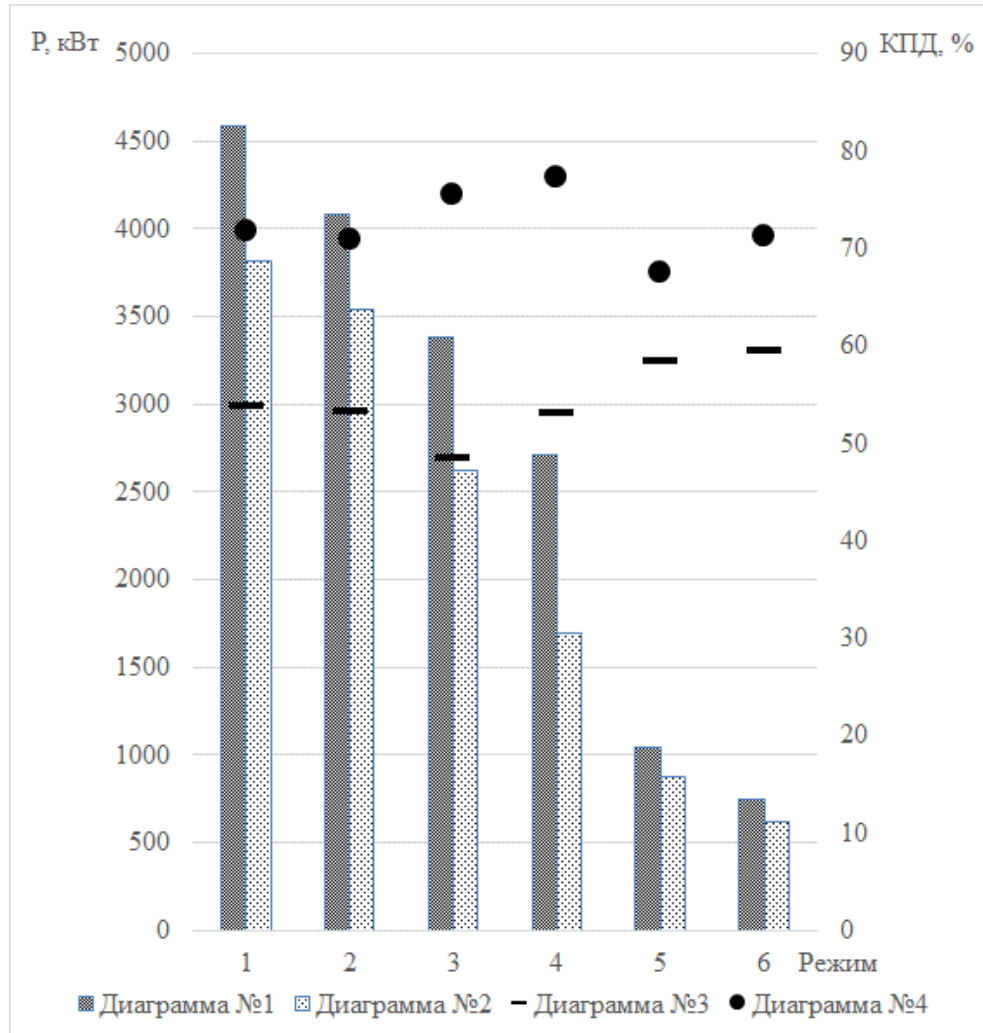


Рисунок 4.6 Диаграммы требуемой мощности и КПД технологического участка МТ

График №1 — необходимая мощность при эксплуатации текущего насосного оборудования;

График №2 — необходимая мощность при работе нового насосного оборудования;

График №3 — коэффициент полезного действия ТУ МТ с нынешним насосным оборудованием;

График №4 — коэффициент полезного действия ТУ МТ с обновлённым насосным оборудованием.

Из диаграммы следует:

- во всех режимах частотное регулирование позволяет снизить потребляемую мощность по сравнению с постоянной частотой и регулированием давления дросселированием;
- максимальное снижение потребляемой мощности 37,0% достигается в четвертом режиме перекачки, а минимальное 9,1% для шестого режима;
- максимальный эффект по КПД установки +28,1% получен для режима №3.

#### **4.5 Методика структурной компоновки комбинированной схемы комплекса насосных агрегатов с частотным регулированием**

Применение частотного регулирования для каждого насосного агрегата требует больших капитальных затрат, а также дополнительных затрат на обслуживание в процессе эксплуатации. Для уменьшения затрат возможно использование комбинированных схем подключения насосных агрегатов. В соответствии с [84] при наличии насосов (регулируемых и нерегулируемых) определенные сочетания требуемых выходных параметров – общей подачи  $Q_{общ}$  и напора  $H$ , развиваемого насосной группой, - могут быть обеспечены:

- при использовании только регулируемого нагнетателя;
- при параллельной работе агрегатов с ЧРП и нерегулируемых, подключаемых дискретно.

Энергоэффективная и надежная работа насосов обеспечивается только в пределах рабочего интервала, указанного в технической документации и руководстве по эксплуатации на оборудование. На рисунке 4.7 приведены характеристики типового центробежного насоса и его рекомендуемая рабочая зона, КПД в которой, незначительно отличается от максимального значения.

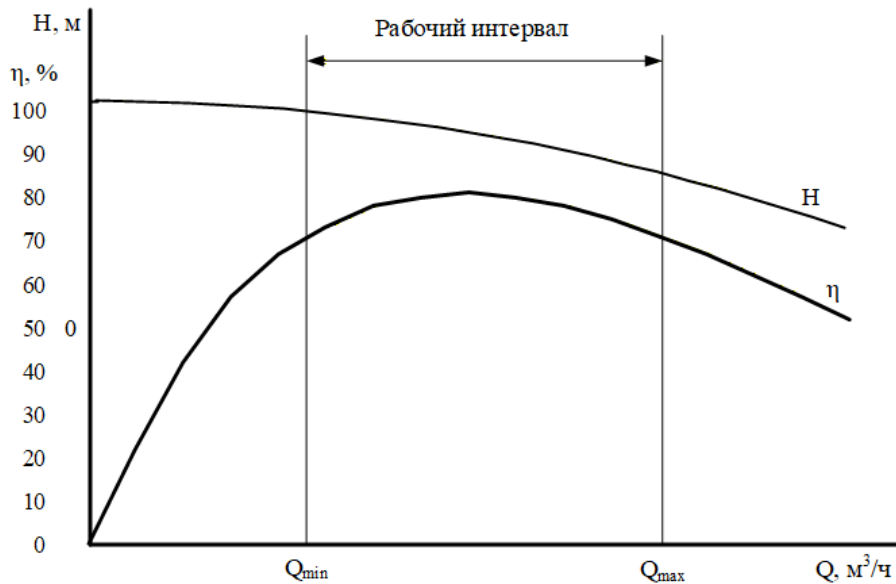


Рисунок 4.7 – Характеристики типового центробежного насоса

Подбор насосного оборудования выполняется для номинальных режимов работы, при которых частота вращения неизменна и равна частоте питающего сетевого напряжения. Но при изменении частоты вращения будут изменяться выходные параметры насосного агрегата, также будут смещаться границы эффективного рабочего интервала. При работе НПС с несколькими насосными агрегатами, соединенных по параллельной схеме, указанные изменения будут еще более весомы. Учет этих факторов при планировании режимов работы нефтепровода обеспечит стабильную и эффективную работу оборудования магистрального нефтепровода.

В настоящем разделе определены параметры эксплуатации электродвигателей насосов магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов, работающих в заданном диапазоне производительности при частотном управлении, уточняя оптимальные границы регулирования частоты вращения. Представлена также оценка эффективности энергопотребления разных конфигураций совмещенных схем оснащения силовых установок насосных станций.

Анализируя рабочие режимы частотно регулируемого насоса, традиционно считают, что рабочая точка перемещается по линии напорной характеристики трубопроводной системы. Этот подход верен как при изучении режима отдельного насоса, так и при исследовании совместной работы группы нерегулируемых насосов. Но когда речь идёт о совместном функционировании одного или нескольких

регулируемых насосов вместе с несколькими нерегулируемыми, такого подхода уже недостаточно для корректного отображения рабочих режимов [38]. Для решения задачи была предложена методика определения требуемой рабочей точки комплекса насосных агрегатов, в котором кроме одного, двух или трех нерегулируемых приводов имеется один привод с ЧРП.

Алгоритм методики состоит из следующих этапов:

- согласно технологической карте, определяется количество и параметры режимов перекачки;
- на первом этапе задается минимальное число регулируемых приводов из общего числа, установленных на станции, которое предположительно может обеспечить все необходимые режимы перекачки;
- определяется диапазон требуемых значений подачи от  $Q_{\min}$  до  $Q_{\max}$  и необходимый напор для каждого режима;
- строится напорная характеристика участка нефтепровода;
- рассчитываются режимные характеристики регулируемого насоса при его работе параллельно с одним, двумя, тремя и т.д. нерегулируемыми агрегатами;
- находятся рабочие точки для каждого сочетания регулируемых и нерегулируемых агрегатов;
- проверяется, находится ли рабочая точка насоса в границах, рекомендованных заводом изготовителем; если ДА, то расчет заканчивается, если НЕТ, то необходимо переходить к варианту с большим числом регулируемых электроприводов.

Представим гидродинамическую характеристику (Q-H) магистрального трубопровода в виде двухчленной зависимости, которая получается методом аппроксимации кривой трубопровода, аналогично приведенной аппроксимации паспортной кривой насоса в разделе 4.3. Для аппроксимации (Q – H) характеристики трубопровода используется кривая, приведенная в проекте на трубопровод. Вычисление параметров  $a$  и  $b$  осуществляется методом наименьших квадратов по пяти точкам, лежащим на этой кривой.

$$H_T = a_T + b_T * Q^2, \quad (4.12)$$

напор в трубопроводе  $H_T$  измеряется в метрах вод. ст., а расход  $Q$  – в м<sup>3</sup>/ч, коэффициент  $a_T$  – м, а коэффициент  $b_T$  – м/(м<sup>3</sup>/ч)<sup>2</sup>.

Зависимость (4.2) (см. раздел 4.3) при работе  $N$  насосов подключенных параллельно примет вид:

$$H_{HN} = a_H - b_H * \left(\frac{Q}{N}\right)^2, \quad (4.13)$$

где,  $H_{HN}$  - напор, создаваемый группой из  $N$  насосов в метрах. Коэффициент  $a_H$  – м, а коэффициент  $b_H$  – м/(м<sup>3</sup>/ч)<sup>2</sup>.

Гидродинамическая характеристика регулируемого насоса была приведена в разделе 4.4, формула (4.9). Для удобства запишем ее в следующем виде:

$$H'_H = a_H * v^2 - b_H * Q'^2, \quad (4.14)$$

где  $v$  – относительная скорость

$$v = \frac{n_1}{n_{ном}}, \quad (4.15)$$

Характеристика двух регулируемых насосов, подключенных параллельно:

$$H'_{2H} = a_H * v^2 - b_H * \left(\frac{Q}{2}\right)^2, \quad (4.16)$$

В установившемся режиме работы трубопровода напор, создаваемый насосом (группой насосов) равны, уравнение расхода трубопровода можно записать в следующем виде:

$$Q_N = \sqrt{\frac{a_H - a_T}{\frac{b_H}{N^2} + b_T}}, \quad (4.17)$$

Если включить к группе насосов один регулируемый электропривод (электроприводы) и начать его плавно разгонять, то напор на его выходе начнет постепенно расти и расход до момента пока не сравняются напоры с нерегулируемым (нерегулируемыми) агрегатами будет равен нулю, он будет «заперт». Наибольшую относительную скорость «запертого» состояния регулируемого электропривода  $v_{0N}$ , при условии, что  $b_H * Q^2 = 0$  можно записать так:

$$v_{0N} = \sqrt{\frac{a_T + b_T * Q_N^2}{a_H}}, \quad (4.18)$$

Диапазон относительной скорости от 0 до  $v_{0N}$  – является для регулируемых насосов режимом работы с нулевым расходом) («мертвая зона»).

Далее, при последующем увеличении частоты вращения, регулируемый электропривод (электроприводы) перейдет в зону неэффективной работы и его (их) расход будет меньше рекомендованной минимальной производительности, КПД будет заниженным. Такой режим работы как для насосного агрегата, так и для нефтепровода нежелателен. Будут иметь место негативные последствия по причине повышенного вибросостояния и нагрева подшипниковых опор и корпуса насоса. Выходом может быть применение разнотипных насосов с достаточной степенью разнотипности для предотвращения выхода регулируемого насоса за пределы рабочего интервала. Но по условиям обеспечения резервирования, это приведет к установке большего числа насосных агрегатов, что по экономическим затратам будет сопоставимо с установкой ЧРП на каждый агрегат. Обозначим относительную скорость регулируемого насоса до достижения им расхода равного минимальному в левой части характеристики рабочего интервала  $Q_{min}$  как  $v_{к1}$  (первая критическая). Для обеспечения энергоэффективной работы трубопровода требуется дальнейшее увеличение частоты вращения рабочего колеса насоса. Соответственно, при дальнейшем увеличении относительной скорости насосный агрегат войдет в эффективный режим работы, его расход будет находиться в зоне рабочего интервала насоса. Последующее увеличение частоты вращения рабочего колеса насоса будет приводить к увеличению расхода и в некоторых режимах работы трубопровода может достигнуть значения равного  $Q_{max}$  – правой границы рабочего интервала эффективной работы насосного агрегата. Обозначим относительную скорость регулируемого насоса при достижении им расхода равного  $Q_{max}$  как  $v_{к2}$  (вторая критическая). Последующее увеличение частоты вращения ротора насоса приведет к выходу его из рабочего интервала в зону с сниженными энергетическими характеристиками.

На основании (4.6) нарастание расхода жидкости регулируемого насосного агрегата при работе в группе с нерегулируемыми будет происходить по следующей зависимости:

$$Q_{\text{пер}} = \frac{Q_N}{N} * \frac{n_1 - n_0}{n_{\text{ном}} - n_0}, \quad (4.19)$$

при условии, что  $n_1 > n_0$ .

Левая граница рабочего интервала насоса будет определяться по выражению:

$$Q'_{min} = Q_{min} * \frac{n_1}{n_{ном}}, \quad (4.20)$$

и, соответственно, правая:

$$Q'_{max} = Q_{max} * \frac{n_1}{n_{ном}}, \quad (4.21)$$

Тогда первая относительная критическая скорость одного регулируемого насоса при работе в группе с нерегулируемыми насосами:

$$v_{k1N} = \frac{Q_N * n_0}{Q_N * n_{ном} - N * Q_{min}(n_{ном} - n_0)}, \quad (4.22)$$

вторая относительная критическая скорость одного нерегулируемого насоса при работе в группе с регулируемыми насосами:

$$v_{k2N} = \frac{Q_N * n_0}{Q_N * n_{ном} - N * Q_{max}(n_{ном} - n_0)}, \quad (4.23)$$

Если значение  $v_{k2} > 1$ , то насосный агрегат с ЧРП в этом режиме работы не достигнет расхода  $Q_{max}$ .

При работе двух регулируемых насосов, работающих с одинаковой частотой зависимости (4.22) и (4.23) примут следующий вид:

$$v_{k1N} = \frac{2 * Q_N * n_0}{2 * Q_N * n_{ном} - N * Q_{min}(n_{ном} - n_0)}, \quad (4.24)$$

$$v_{k2N} = \frac{2 * Q_N * n_0}{2 * Q_N * n_{ном} - N * Q_{max}(n_{ном} - n_0)}, \quad (4.25)$$

Диапазон относительной скорости от  $v_{0N}$  до  $v_{k1N}$  – является для регулируемых насосов режимом работы с неэффективными показателями, их диапазон подач находится за пределами (левее) рабочего интервала и его можно назвать областью «малых подач».

При значениях относительной скорости от  $v_{k1N}$  до  $v_{k2N}$  энергетические показатели регулируемых насосных агрегатов будут эффективны, при превышении значения  $v_{k2N}$  и далее до 1 подача выйдет за правую границу рабочего интервала в

область «больших подач». Рабочие интервалы регулируемых насосных агрегатов приведены на рисунке 4.8.

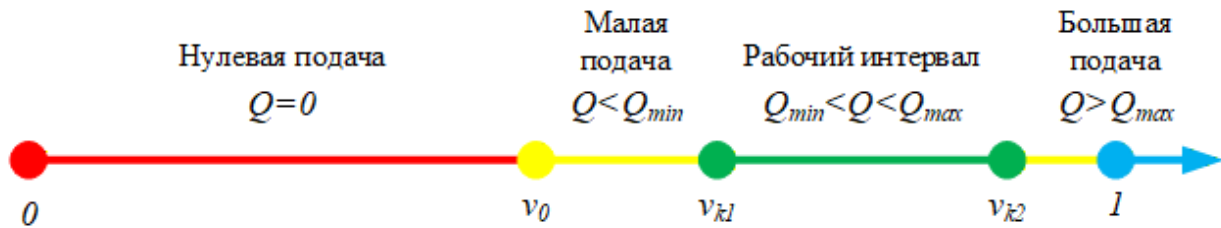


Рисунок 4.8 Интервалы относительной скорости регулируемых насосов при работе в группе с нерегулируемыми

Режимная характеристика напрямую зависит от способа регулирования, количества регулируемых и нерегулируемых электроприводов, работающих параллельно.

С помощью разработанного алгоритма легко определить все варианты работы частотно-регулируемого насосного агрегата во всем диапазоне регулирования и при любом составе параллельно работающих агрегатов и определить соответствие режимов эффективным.

Расположение характеристик в пределах заданного изготовителем рабочего интервала регулируемого насоса обеспечивает его работу в области оптимальных значений КПД.

В результате проведенных расчетов для насосного оборудования, приведенного в разделе 4.3 при использовании одного регулируемого насоса получены следующие результаты (см. таблицу 4.3) по расходу нефти при соблюдении условия работы регулируемого насоса в области оптимальных подач и сравнение их при использовании частотного регулирования двигателей каждого насосного агрегата:

Таблица 4.3 Сравнение результатов производительности нефтепровода при одном регулируемом и всех регулируемых электроприводах

Режим работы	С одним ЧРП	С ЧРП на всех электроприводах
Производительность нефтепровода, м <sup>3</sup> /ч		
1 НА	215 – 1153	215 – 1153
2 НА	1500 – 1800	1153 – 1800
3 НА	1950 – 2107	1800 – 2107
4 НА	2140 – 2257	2107 – 2257

На рисунке 4.9 приведена характеристика трубопровода с указанием на ней зон с недопустимыми расходами (заштрихованные) при параллельной работе регулируемого насоса и трех нерегулируемых.

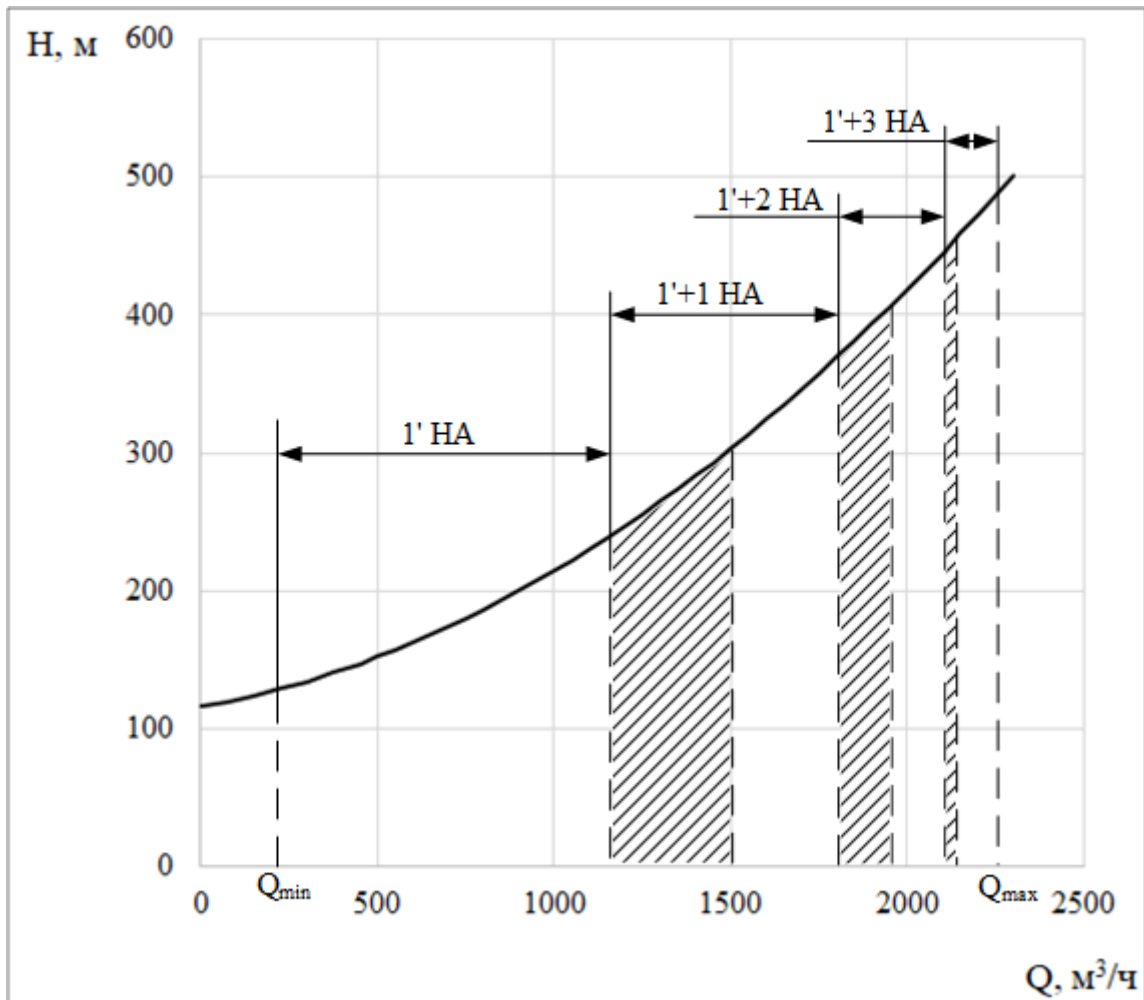


Рисунок 4.9 Характеристика участка нефтепровода с границами недопустимых расходов при одном агрегате с ЧРП.

Очевидно, что при использовании схемы работы, при которой будут использованы 2 насосных агрегата с ЧРП и нерегулируемые в количестве необходимом для обеспечения требуемого режима работы нефтепровода, зоны с недопустимыми расходами станут значительно уже и их останется только две. Но с учетом того, что на НПС имеются резервуары для накопления нефти, достаточным будет режим с использованием одного насоса с ЧРП.

#### **4.6 Оптимизация алгоритма комбинированного управления**

В предыдущих разделах и публикации [50] было показано, что комбинированная схема подключения параллельно работающих насосных агрегатов, когда один, или несколько электродвигателей питаются от ЧРП, а остальные от сети, может обеспечить заданные режимы перекачки при существенном снижении потребления электроэнергии. Одной из задач настоящего исследования является анализ энергетических показателей комбинированного управления по сравнению с дискретным и его оптимизация. Подобные задачи были решены в работах [2, 3] для электроприводов аппаратов воздушного охлаждения газа (АВО) на газоперекачивающих станциях. Однако, работа электроприводов насосов НПС имеет существенные отличия от работы вентиляторов охлаждения газа. Во-первых, число агрегатов на НПС существенно ниже, чем в АВО газа, и не превышает, как правило, 6-8 единиц, в отличие от газовых станций, где число установок может измеряться десятками. Во-вторых, насосы объединяет единая гидравлическая схема, накладывающая на работу электроприводов свои ограничения. В-третьих, выходным параметром в системе АВО газа служит температура продукта на выходе из установки, а главным параметром-лимитером в комплексе НПС служит объём перекачиваемой продукции для заданного технологического режима. Поэтому актуальная задача минимизации потребления электроэнергии для комбинированного комплекса основного оборудования НПС до конца не решена.

Для анализа энергетической эффективности комбинированного управления НА приняты следующие допущения:

- реологические свойства перекачиваемой нефти постоянны и не зависят от технологического режима перекачки;
- электродвигатели и насосные агрегаты группы имеют одинаковые технические параметры;
- КПД электродвигателей при частотном регулировании остается постоянным в рассматриваемом диапазоне регулирования;
- напор, мощность и КПД регулируемых насосных агрегатов определяются приближенными выражениями (4.9 - 4.11).

Введем обозначения:

$N$  - общее число насосных агрегатов;

$N_f$  - количество насосов с ЧРП;

$N_d = (N - N_f)$  - число дискретно подключаемых насосов;

относительное число агрегатов с ЧРП

$$\alpha = \frac{N_f}{N}, \quad 0 < \alpha < 1.$$

В дальнейшем, для общности полученных результатов будем использовать представление параметров процессов в относительных единицах (о.е.). За базовое значение примем производительность станции в номинальном режиме  $Q_{nom}$  и соответствующие ей параметры  $H_{nom}$ ,  $P_{nom}$  и т.д.

Производительности насосов дискретной и частотно-регулируемой групп, будут соответственно (о.е.):

$$Q_d^* = Q_d / Q_{nom}; \quad Q_r^* = Q_r / Q_{nom}.$$

Подключение одного насоса дискретной группы увеличивает производительность НПС на величину

$$Q_{d1}^* = \frac{1}{N} \text{ о. е.} \quad (4.26)$$

Суммарная потребляемая мощность насосами дискретной группы при принятых допущениях

$$P_d^*(Q_d^*) = \frac{P_d}{P_\Sigma} = \beta_d = Q_d^*, \text{ о. е.} \quad (4.27)$$

Каждый НА из дискретной группы, подключаемый в работу, добавляет приращение мощности

$$P_{d1}^* = \frac{1}{N} \text{ о. е.} \quad (4.28)$$

При комбинированном управлении кроме подключенных нерегулируемых агрегатов, для обеспечения требуемой производительности согласно технологическому режиму, подключаются НА с ЧРП. Электродвигатели частотной группы работают с одинаковой скоростью во избежание перетоков нефти между насосами, и увеличивают производительность станции на величину, пропорциональную их относительному количеству  $\alpha$  и относительной скорости  $\nu$

$$Q_{fc}^* = \alpha\nu, \quad \nu = \frac{n}{n_{nom}}. \quad (4.29)$$

Мощность, потребляемая регулируемой группой, пропорциональна кубу относительной скорости (о.е.)

$$P_{fc}^* = \alpha\nu^3. \quad (4.30)$$

Производительность дискретно-регулируемой группы, в о.е.

$$Q_{dc}^* = \beta_c, \quad 0 \leq \beta_c \leq (1 - \alpha) \quad (4.31)$$

где  $\beta_c = d_c/N$  - относительное количество включенных двигателей дискретно-регулируемой группы.

Полная производительность станции при комбинированном управлении, с учетом (4.29) и (4.31), о.е.

$$Q_c^* = \beta_c + \alpha\nu.$$

Потребляемая мощность при этом, по (4.27) и (4.30), в о.е.

$$P_c^*(Q_c^*, \beta_c) = \beta_c + \alpha\nu^3. \quad (4.32)$$

Оптимизационная задача решалась для критерия минимума потребляемой мощности всеми насосными агрегатами при комбинированном управлении производительностью станции.

На первом интервале оптимального управления необходимая производительность обеспечивалась изменением частоты группы насосов с ЧРП. Производительность на этом интервале нарастает от 0 до значения  $Q_0^*$  при котором потребляемая

мощность  $P_{fc}^*$  по (4.29) не превышает мощность, рассчитанную по (4.32). В конце первого интервала скорость и мощность, в о.е., будут

$$\begin{aligned} v_o &= \frac{1}{\alpha} Q_0^*, \\ P_{fc}^*(Q_0^*) &= \alpha v_o^3. \end{aligned} \quad (4.33)$$

Подключение насоса дискретно-регулируемой группы увеличивает производительность станции на  $Q_{d1}^*$  и потребляемую мощность на  $P_{d1}^*$ . Тогда производительность частотной группы можно снизить на ту же величину  $Q_{d1}^*$ . При этом скорость и мощность частотной группы снизится до значений:

$$v_{o1} = \frac{1}{\alpha} (Q_0^* - Q_{d1}^*), \quad (4.34)$$

$$P_{f1}^*(Q_0^* - Q_{d1}^*) = \alpha v_{o1}^3. \quad (4.35)$$

Для нахождения экстремума (минимума) критерия оптимизации необходимо выразить в явном виде функцию цели и приравнять ее первую производную к нулю:

$$P_f^*(Q_0^*) = P_{f1}^*(Q_0^* - Q_{d1}^*) + P_{d1}^*.$$

Подставив в последнее уравнение значения, входящих в него величин из (4.33), (4.34) и (4.35) и приравняв его первую производную к нулю, получим квадратное уравнение

$$3Q_0^{*2} - 3Q_{d1}^*Q_0^* + Q_{d1}^{*2} - \alpha^2 = 0.$$

Корни этого уравнения дадут искомое значение производительности, при котором следует включать первый насос дискретно-регулируемой группы. Этому значению будет соответствовать минимум потребляемой мощности.

$$Q_0^* = \frac{3Q_{d1}^* \pm \sqrt{(3Q_{d1}^*)^2 - 12(Q_{d1}^{*2} - \alpha^2)}}{6} \quad (4.36)$$

Отрицательный корень - посторонний, должен быть отброшен.

На последующих интервалах регулирования включаются нерегулируемые насосы, сдвигая правую границу на величину  $Q_{d1}^*$ . На последнем этапе при всех включенных нерегулируемых насосах, корректировка производительности производится группой насосов с ЧРП.

Иллюстрация предложенного алгоритма представлена на рис.4.10 и 4.11. В качестве примера выбрана насосная станция с четырьмя НА, два из которых не регулируются, а два - с ЧРП.

$$N_f = N_d = 2, \alpha = 0,5, 0 \leq \beta_c \leq 0,5.$$

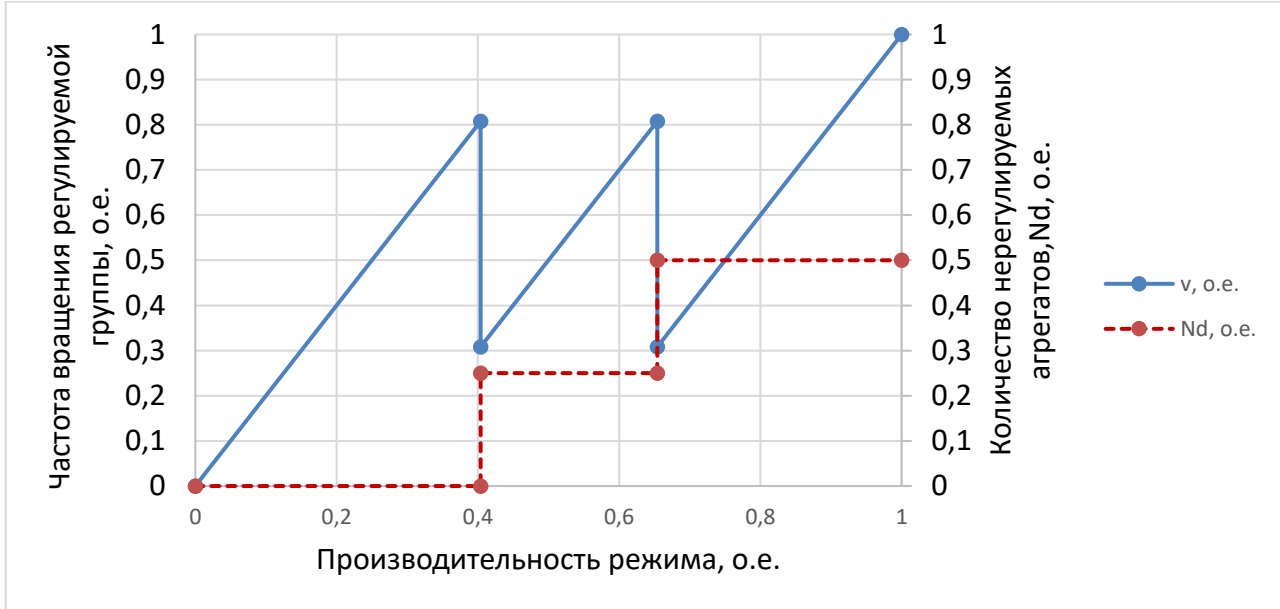


Рисунок 4.10 - Оптимизированный по минимуму потребляемой мощности режим для комбинированной схемы управления режимом.

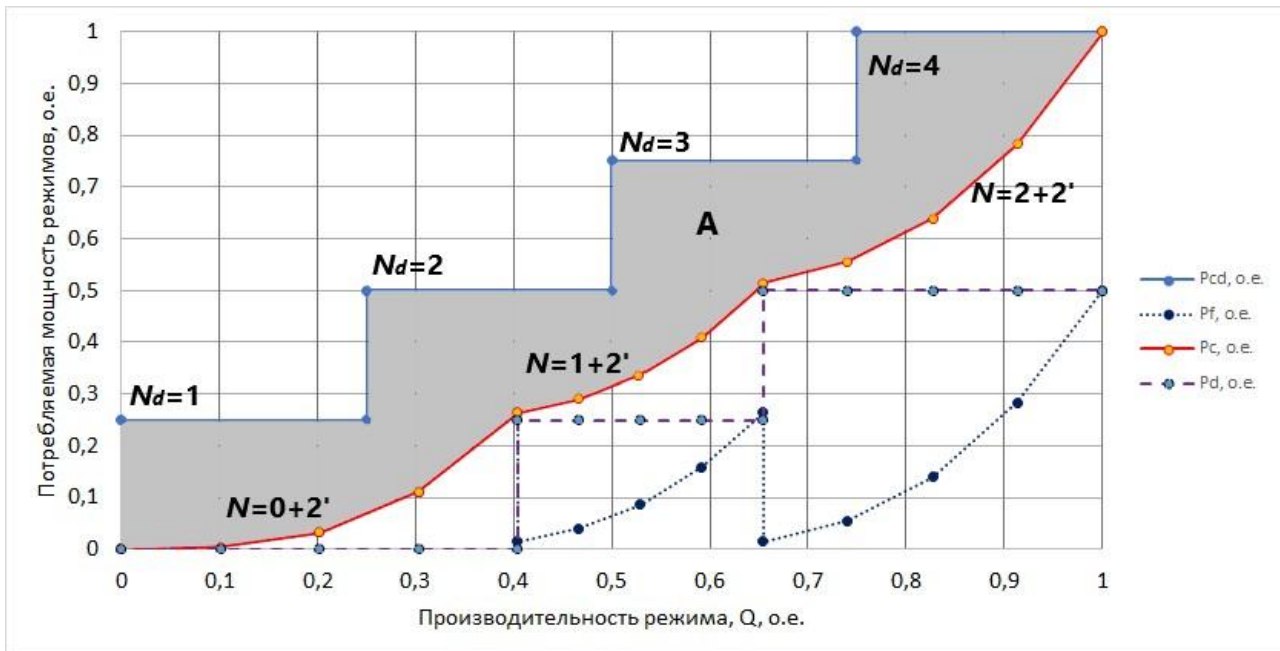


Рисунок 4.11 - Диаграмма сравнения мощности при дискретном и комбинированном управлении режимами. (Вариант без учета КПД ЧРП и снижения КПД НА при дросселировании)

На диаграмме приняты следующие обозначения:  $P_d$  - мощность, потребляемая дискретно-регулируемой группой насосов при комбинированной схеме управления;  $P_f$  - мощность регулируемой группы насосов;  $P_c$  - суммарная мощность станции при комбинированной схеме;  $P_{cd}$  - суммарная мощность насосов при исключительно дискретном регулировании и дросселировании. Все величины выражены в относительных величинах (о.е.). За базовый принят режим номинальной мощности станции для данного технологического режима и его параметры.

Диаграмма построена при допущениях:

- КПД ЧРП постоянно;
- не учитывается снижение КПД насосных агрегатов при дросселировании.

Залитая область А (рис.4.11) показывает величину возможной экономии потребляемой мощности комбинированной схемы управления при оптимальном выборе соотношений параметров управления (количества регулируемых насосных агрегатов и их частоты вращения) в функции от требуемой производительности станции.

Для приведенного примера максимальная возможная экономия электроэнергии в зависимости от требуемой производительности лежит в пределах 21-32%. Естественно, что результат получен для идеализированного случая при принятых допущениях.

В реальной практике КПД мощных ЧРП лежит в пределах 95-98%, а дросселирование насосных агрегатов может снижать их КПД до значений 65% и ниже.

С учетом этого были рассчитаны режимы работы станции с комбинированной схемой управления

$$N=N_d+N_f=0+2',$$

$$N=N_d+N_f=1+2',$$

$$N=N_d+N_f=2+2',$$

представленные на диаграмме рис.4.12, и их сравнение с дискретным регулированием и дросселированием

$$N=N_d+N_f=1+0',$$

$$N=N_d+N_f=2+0',$$

$$N=N_d+N_f=3+0',$$

$$N=N_d+N_f=4+0'.$$

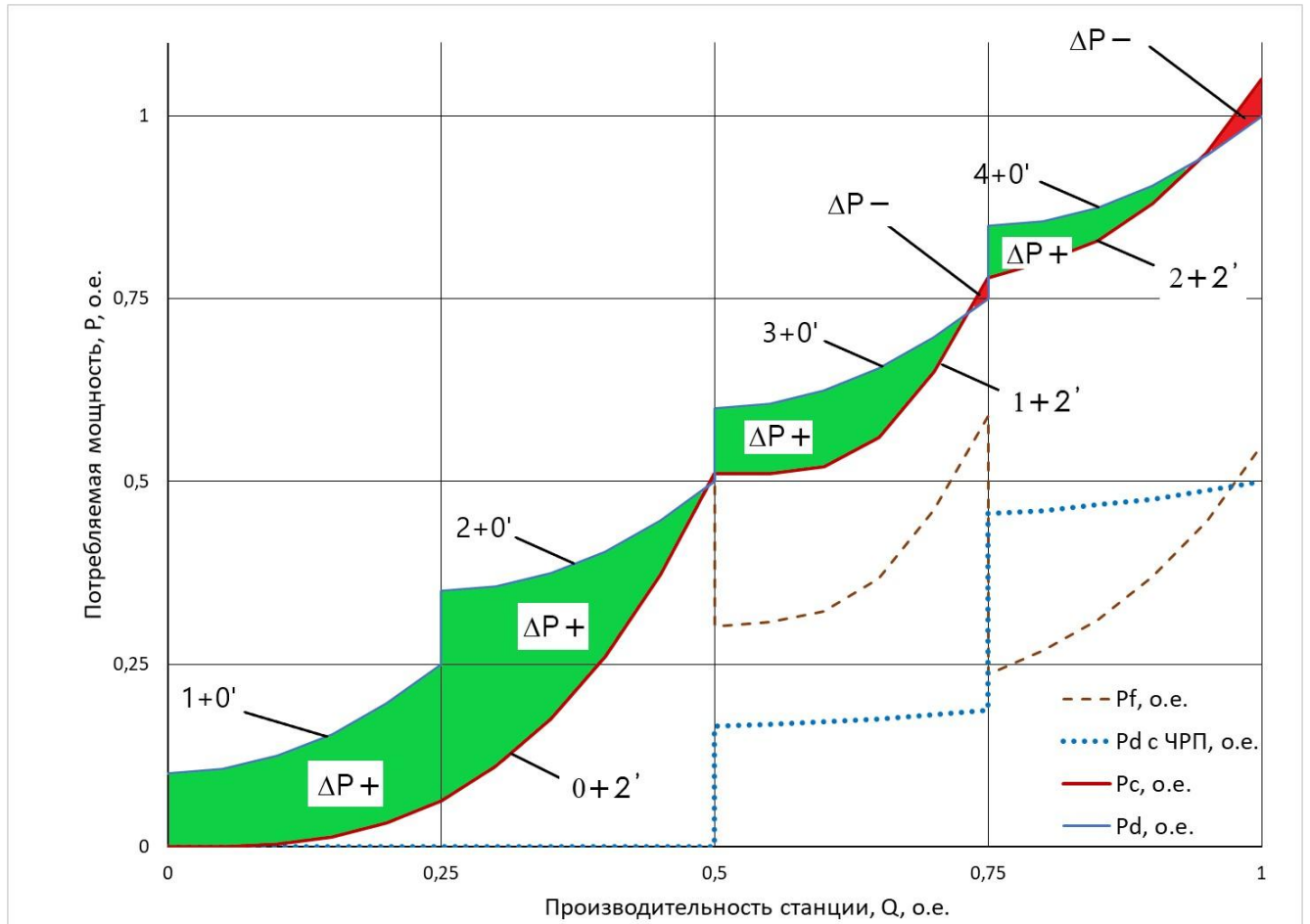


Рисунок 4.12 - Диаграмма мощностей при дискретном и комбинированном управлении режимами с учетом КПД ЧРП и снижения КПД НА при дросселировании

Залитые зеленым области показывают снижение потребляемой мощности ( $\Delta P+$ ) при комбинированной схеме управления насосными агрегатами станции по сравнению с дискретным регулированием дросселированием. Значения экономии мощности, в зависимости от режима составляют от 10,2% до 15,1%. Отметим, что в режимах, когда частота ЧРП равна или близка к частоте сети, снижения потребления мощности не будет из-за дополнительных потерь в ЧРП. Эти области залиты красным ( $\Delta P-$ ).

#### 4.7 Выводы по главе 4

В результате проведенных исследований характеристик основного электромеханического оборудования нефтеперекачивающей станции «Б. Черниговка» магистрального нефтепровода Узень-Гурьев-Куйбышев и режимов его эксплуатации было установлено, что существующий набор оборудования не отвечает современным требованиям по энергосбережению и снижению эксплуатационных затрат. Для решения данной проблемы был рассмотрен вариант модернизации станции, заключающийся в замене восьми устаревших насосных агрегатов на шесть современных агрегатов типа НМВ 800-400 (четыре в работе, два в резерве). Для обоснования проекта были решены частные задачи, позволившие сделать следующие выводы:

1. Благодаря повышенной эффективности и увеличенной производительности обновленного оборудования, расход энергии на транспортировку одной тонны продукции на один километр сокращается до 4.5 кВт\*час (экономия составляет 20.4%), когда применяется технологический режим №1, и до 5.2 кВт\*час (снижение затрат — 25.5%) при работе в режиме №2.

2. Применение частотно-регулируемого привода на всех насосных агрегатах позволяет существенно снизить потребление электроэнергии во всех регулируемых режимах работы, кроме режима, максимальной производительности станции. В этом режиме из-за дополнительных потерь в ЧРП эффективность будет ниже, чем при питании электродвигателей от сети. Как показали исследования, при неполной загрузке станции, оптимальной является комбинированная схема управления, когда лишь один или несколько агрегатов снабжены частотными преобразователями, а остальные питаются от сети и подключаются дискретно по мере необходимости.

3. Предложенная методика компоновки комплекса насосного оборудования станции по комбинированной схеме позволяет рассчитать зоны малых подач насосов и избежать негативных последствий, вызванных этими режимами.

4. Разработанный алгоритм оптимизации параметров комбинированной схемы управления, включающей регулируемые и нерегулируемые приводы, позволяет определить экстремум (минимум) целевой функции - суммарной потребляемой мощности насосным оборудованием станции, для заданной производительности. На примере комплекса из двух регулируемых и двух нерегулируемых агрегатов получено для оптимальной схемы значение экономии электроэнергии в зависимости от требуемой производительности в пределах 10,2%-15,1%, по сравнению с дискретным регулированием путем включения/отключения насосов.

5. В соответствии с годовой отчетностью АО «Транснефть-Приволга» [7, 8, 9] перекачка по МН «Гурьев-Куйбышев» в 2022 – 2024 г.г. не превышала 10,4 млн.т., что составляет около 60% проектной производительности нефтепровода. Потребление электроэнергии по годам при этом составило 16,5 млн. кВт\*час, 18,3 млн. кВт\*час и 18,3 млн. кВт\*ч соответственно. Предложенные мероприятия обеспечивают экономию электроэнергии не менее 4,4 млн. кВт\*час., что в денежном выражении, в ценах 2024 г. составляет 18,5 млн. рублей.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленном диссертационном исследовании предложено решение актуальной научно-технической задачи повышения эффективности использования электроэнергии при транспортировке нефти в системе магистрального нефтепровода. При этом были получены следующие научные и практические результаты:

1. Разработана математическая модель, представляющая зависимость электропотребления от объема перекачиваемой нефти и перепада давления в МНП, отличающаяся от используемых в настоящее время на практике методик расчета более точным определением суммарного количества потребляемой электроэнергии и ее удельного значения на единицу транспортируемой продукции. Модель показала свою универсальность и адекватность для двух периодов эксплуатации НПС, существенно отличающихся по технологической загрузке: с 2004 по 2006 год, когда станция работала на практически полную проектную мощность и с 2022 по 2024 год, при загрузке станции не более 70%. Математическая модель была использована в практике АО «Транснефть-Приволга» при прогнозировании величины потребления электроэнергии в коммерческих расчетах при разработке перспективных планов развития и реконструкции НПС (Справка об использовании результатов... Приложение Г).

2. Решена задача выбора оптимального режима работы НПС по основному критерию – минимальному расходу электроэнергии на единицу перекачиваемой продукции и дополнительному критерию – минимальному количеству переключений насосных агрегатов, обеспечивающих требуемый объем перекачки. Предложенная методика позволила выбрать требуемый режим работы с минимальными затратами электроэнергии. Для оптимального варианта удельный расход электроэнергии на единицу перекачиваемого продукта составил 1,906 кВт\*час/т, что на 2,22% меньше, чем удельный фактический расход за исследуемый период. Методика рекомендуется для использования при составлении месячных планов работы магистрального нефтепровода и прогнозировании величины потребления электроэнергии для выполнения этих планов.

3. Проведен структурный и параметрический синтез комплекса насосного электрооборудования НПС по обоснованию замены устаревших насосных агрегатов на современные насосы. За счет более высоких значений производительности и КПД нового оборудования, а также расчета рациональных технологических режимов перекачки, удельные затраты на перекачку тысячи тонн продукта на километр снижаются на 4,5 кВт\*час (20,4%) - режим №1 и 5,2 кВт\*час (25,5%) - режим №2.

4. Разработанный алгоритм оптимизации параметров комбинированной схемы компоновки НПС, включающей регулируемые и нерегулируемые приводы, позволяет определить экстремум (минимум) целевой функции - суммарной потребляемой мощности насосным оборудованием станции, для заданной производительности. На примере комплекса из двух регулируемых и двух нерегулируемых агрегатов получено для оптимального режима значение экономии электроэнергии в зависимости от требуемой производительности в пределах 10,2%-15,1%, по сравнению с дискретным регулированием путем включения/отключения насосов.

5. Комплекс предложенных в диссертации мероприятий, с учетом того, что в настоящее время перекачка по МН «Гурьев-Куйбышев» не превышает 60% проектной производительности нефтепровода, дает возможность годовой экономии электроэнергии в объеме не менее 4,4 млн. кВт\*час., что в денежном выражении, в ценах 2025 г. составляет 18,5 млн. рублей.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Абакумов, А.М. Модернизация электромеханического оборудования линейно-производственной диспетчерской станции "Большая Черниговка" / А.М. Абакумов, Н.Н. Василькин, Н.А. Носиков // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2007. – № 6. – С. 89-92. – EDN KGCWVD.
2. Абакумов, А.М. Оптимизация алгоритмов комбинированного управления электроприводами установок охлаждения природного газа / А.М. Абакумов, Ю.В. Зубков, О.А. Абакумов // Вестник СамГТУ, Серия «Технические науки». – Т. 32. – №2. – 2024. – С. 103 - 118.
3. Абакумов, А.М. Энергосберегающие режимы работы установок охлаждения природного газа / А.М. Абакумов, О.А. Абакумов, Ю.В. Зубков // Электричество. – 2025. – № 1. – С. 50-57. – DOI 10.24160/0013-5380-2025-1-50-57. – EDN QTIOEY.
4. Адлер, Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Ю.П. Адлер, Е.В. Маркова, Ю.В. Грановский. – Москва: Наука, 1976. – 278 с.
5. Акбердин, А.М. К определению расхода электроэнергии на объектах магистральных нефтепроводов / А. М. Акбердин, В. И. Еронен, А. В. Сазонов, А. С. Рахимов // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т. 4, № 1. – С. 133-141. – EDN JYAKDD.
6. АО «Транснефть-Приволга» годовой отчет за 2021 г.
7. АО «Транснефть-Приволга» годовой отчет за 2022 г.
8. АО «Транснефть-Приволга» годовой отчет за 2023 г.
9. АО «Транснефть-Приволга» годовой отчет за 2024 г.
10. АО «Транснефть-Приволга» отчет «Соблюдение режима работы МН «Узень-Гурьев-Куйбышев» (технологического участка «Атырау-Самара» за 2021-2023 г.»).
11. АО «Транснефть-Приволга». Карта технологических режимов работы МТ "Гурьев - Куйбышев" (ТУ "Б.Черниговка - Самара").

12. Ахмадуллин, К. Р. Методы расчета и регулирования режимов работы насосных станций магистральных нефтепродуктопроводов / К. Р. Ахмадуллин // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 3. – С. 100-103. – EDN JXLXUN.

13. Бархатов, А.Ф. Основные проблемы энергосбережения в трубопроводном транспорте и направления их решения / А.Ф. Бархатов // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 6. – С. 132-138. – EDN XROIEX.

14. Бархатов, А.Ф. Разработка методов энергоэффективной эксплуатации магистральных нефтепроводов на основе оптимизации технологических режимов: автореф. дис.... канд. тех. наук: 25.00.19/ Бархатов Александр Федорович. - Москва, 2017. – С. 160.

15. Беккер, Л. М. Расчет оптимального режима работы нефтепровода, оборудованного частотно-регулируемым приводом / Л. М. Беккер, К. Ю. Штукатуров // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3(11). – С. 27-33. – EDN RCENWH.

16. Богданов, Р. М. К анализу эффективности потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте углеводородов / Р. М. Богданов // Современные тенденции развития науки и технологий. – 2015. – № 7-3. – С. 23-28. – EDN UZJNUR.

17. Богданов, Р. М. К вопросу анализа эффективности использования электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти / Р.М. Богданов // 4 Конгресс нефтегазопромышленников России. – Уфа: Мир печати. – 2003. – 20-23 мая. – с. 47-48.

18. Богданов, Р. М. Методика оценки удельных затрат электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов / Р. М. Богданов, Д. В. Жигулин, С. В. Лукин // Научно-практическая конференция "Энергоэффективность. Проблемы и решения" в рамках 4 Российского энергетического форума и 10 Юбилейной международной выставки «Уралэнерго-2004». – Уфа: Транстэк. – Тезисы докладов. – 2004. – 20 окт. – с. 64-65.

19. Богданов, Р. М. Применение энергоэффективных технологий при трубопроводном транспорте нефти / Р. М. Богданов, С. В. Лукин, Д. Н. Жигулин // 4

Конгресс нефтегазопромышленников России. – Уфа: Материалы конгресса. – Мир печати. – 2003. – 20-23 мая. – с. 95.

20. Богданов, Р.М. Диагностика потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти / Р.М. Богданов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2012. – № 3. – С. 115-127. – EDN RPFBSN.

21. Богданов, Р.М. Методика расчета структуры потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти / Р.М. Богданов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2012. – № 1. – С. 58-68. – EDN RLEUAN.

22. Богданов, Р.М. Расчет норм потребления электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти / Р. М. Богданов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2012. – № 1. – С. 47-57. – EDN RLETZX.

23. Булгаков, А. А. Частотное управления асинхронными электродвигателями / А.А. Булгаков. – Москва: Наука, 1966. – 297 с.

24. Быков, К.В. Повышение эффективности эксплуатации магистральных нефтепроводов с регулированием частоты вращения насосных агрегатов: дис... канд. тех. наук: 25.00.19/ Быков Кирилл Владимирович. – Санкт-Петербург, 2014. – 138 с.

25. Васильковский, В.В. Частотно-регулируемый электропривод насосных агрегатов в нефтепродуктопроводном транспорте / В.В. Васильковский // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1989. – № 6. – С. 36-38.

26. Велиев, М. М. Энергосберегающая технология трубопроводного транспорта нефти. / М. М. Велиев, Г. В. Журавлев // Программа работы 3 Конгресса нефтегазопромышленников России. – Уфа: Изд-во ТПП РБ. – 2001. – 22-25 мая. – с. 33-34.

27. Вязунов, Е.В. Определение оптимальных характеристик насосных агрегатов магистральных нефтепроводов / Е.В. Вязунов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1968. – №5. – С. 10-13.

28. Вязунов, Е.В. Расчет оптимального режима перекачки по магистральному трубопроводу при регулировании давления методом дросселирования потока / Е.В. Вязунов // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – 1969. – № 12. – С. 7-9.

29. Галченков, А.А. Автоматизация расчета оптимальных параметров режимов работы МН / А.А. Галченков // Научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых специалистов МИЭМ. – Москва: Изд-во МИЭМ. Тезисы докладов. – 2006. – с. 85.

30. Гольянов, А. А. Влияние режима работы магистрального нефтепровода на выбор тарифа на электроэнергию / А.А. Гольянов, А.И. Гольянов // Материалы 2-го Международного симпозиума «Наука и технология углеводородных дисперсных систем». – Уфа: Реактив. – Науч. тр. Т. 1. – 2000. – с. 239-240.

31. Гольянов, А.И. Выбор рационального режима работы магистрального нефтепровода при заданном плане перекачки нефти / А.И. Гольянов, А.М. Нечваль, А.В. Михайлов // Проблемы нефтегазового комплекса России. – Уфа: тез. докл. Междунар. конф. Секция «Транспорт и хранение нефти и газа». – 1998. – С. 28-29.

32. Гольянов, А.И. Обзор методов оценки энергоэффективности магистральных нефтепроводов / А.И. Гольянов, А.А. Гольянов, С.Е. Кутуков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 4(110). – С. 156-170. – EDN YNJMQO.

33. Гумеров, А.Г. Внедрение энергосберегающих технологий в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов / А.Г. Гумеров, К.А. Борисов, А.Ю. Козловский // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 3. – С. 85-88. – EDN HZEANL.

34. Гумеров, А.Г. Экономия ресурсов на перекачку нефти в условиях недозагрузки магистральных нефтепроводов / А.Г. Гумеров, Н.В. Григорьева, Х.А. Азметов, З.Х. Павлова // Энергоэффективные технологии: Материалы конгресса, Уфа, 20–23 мая 2003 года. – Уфа: Институт проблем транспорта энергоресурсов Республики Башкортостан, 2003. – С. 57-59. – EDN VIOWIV.

35. Диагностирование электрооборудования нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов: Опыт работы малого предприятия промышленной энергетики / И. Ю. Дмитриев, О. В. Козлов, Р. Ф. Рамазанов, В. А. Сокира. – Ч. 3 Москва: Комп. «Спутник+», 2016. – 240 с.

36. Драйпер, Н. Прикладной регрессионный анализ: В 2-х кн. Кн. 1/Пер. с англ. – 2-е изд., перераб. и доп / Н. Драйпер, Г. Смит. – Москва: Финансы и статистика, 1986. – 366 с.

37. Драйпер, Н. Прикладной регрессионный анализ: В 2-х кн. Кн. 2/Пер. с англ. – 2-е изд., перераб. и доп / Н. Драйпер, Г. Смит. – Москва: Финансы и статистика, 1987. – 351 с.

38. Еловик, В.Л. Расчет и анализ режимов работы центробежных насосов с частотно-регулируемым электроприводом / В.Л. Еловик, И.В. Войтов, Ю.П. Седлухо. – Минск: БГТУ, 2022. – 110 с. – ISBN 978-985-897-023-9.

39. Зайцев, Л.А. Регулирование режимов магистральных нефтепроводов / Л.А. Зайцев, Г.С. Ясинский. – Москва: Недра, 1980. – 187 с.

40. Зотов, Б.Н. К вопросам прогнозирования энергопотребления при транспортировке нефти и энергосбережения на нефтепроводах / Б.Н. Зотов // Территория нефтегаз. – 2016. – №10. – С. 94-100.

41. Кассем, С.А. Прогнозирование электропотребления предприятия с применением искусственных нейронных сетей / С.А. Кассем, Х.А. Ибрагим, А.М. Хасан, А.Г. Логачева // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2021. – Том 7. – №1 (25). – С 177-193. – DOI: 10.21684/2411-7978-2121-7-1-177-193.

42. Колпаков, Л.Г. Центробежные насосы магистральных нефтепроводов / Л.Г. Колпаков. – Москва: Недра, 1985 – 184 с.

43. Коршак, А.А. Нефтеперекачивающие станции / А.А. Коршак. – Ростов на Дону: ООО «Феникс», 2015. – 269 с.

44. Коршак, А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: Учебник для вузов / А.А. Коршак, А.М. Нечваль. – Санкт-Петербург: Недра, 2008. – 488 с.

45. Краус, Ю.А. Проектирование и эксплуатация магистральных нефтепроводов. Часть 1: Основные факторы, влияющие на особенности эксплуатации и выбор проектных параметров магистральных нефтепроводов / Ю.А. Краус. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2010. – 109 с.

46. Ломакин, Д. А. Корректировка характеристик центробежных насосов за счёт подрезки рабочего колеса / Д. А. Ломакин, В. В. Коротков // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. – 2017. – № 4-3. – С. 51-55. – EDN YIXEQT.

47. Лосенков, А.С. Оптимизация планирования грузопотоков нефти в разветвленных системах магистральных нефтепроводов / А.С. Лосенков, Т.С. Ющенко, С.А. Стрельникова, Д.Е. Мичкова // Автоматизация в промышленности. – 2017. – № 8. – С. 16-22. – EDN ZRSUIL.

48. Лурье, М. В. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа [Электронный ресурс]: учеб. пособие для студентов вузов, обуч. по спец. «Проектирование, сооружение и эксплуатация нефтегазопроводов и газонефтехранилищ» направления «Нефтегазовое дело» / М. В. Лурье. – Москва: «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 335 с.

49. Лурье, М.В. Гидравлика и ее приложения в нефтегазовом производстве [Текст]: учеб, пособие / М.В. Лурье, И.М. Астрахан, В.В. Кадет. - М.: МаксПресс, 2010. - 331 с.

50. Макаричев, Ю. А. Повышение энергоэффективности электротехнического комплекса насосных агрегатов с частотным регулированием / Ю. А. Макаричев, Н. А. Носиков // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2026. – № 2(95). – С. 68-76. – DOI 10.65209/2218-3116-2026-2-95-68-76. – EDN YQZJBL.

51. Макаричев, Ю.А. Математическая модель потребления электроэнергии на НПС / Ю.А. Макаричев, Н.А. Носиков // Вестник СамГТУ. Серия: Технические науки. – 2024. – Т. 32. – №4. – С. 106 – 117. DOI: 10.14498/TECH.2024.4.8. EDN: JMVDFB.

52. Маракасов, В.Ф. Программный комплекс «Расчет оптимальных режимов нефтепроводов для перекачки нефтей со сложными реологическими свойствами» / В.Ф. Маракасов, О.В. Чернова, Т.В. Хозяинова // Рассохинские чтения: 109 матер. междунар. Семинара. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2013. – 8-9 февраля. – с. 25.

53. Миронов, С. П. Снижение энергозатрат в условиях недогрузки нефтепроводов / С. П. Миронов, Н. Е. Пирогов, Б. А. Козачук, М. В. Дмитриева // Проблемы нефтегазового комплекса России: Тезисы докладов Международной научно - практической конференции. Секц. Транспорт и хранение нефти и газа. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1998. – с. 35.

54. Михайлов, А.В. Эффективность применения различных типов насосных агрегатов в условиях снижения производительности магистральных нефтепроводов: дис.... канд. тех. наук: 25.00.19/ Михайлов Александр Владимирович. – Уфа, 1999. – С. 197.

55. Мухаметзянов, И.З. Методическое обеспечение оптимизации показателей энергоэффективности режимов транспортировки нефти по магистральным трубопроводам / И.З. Мухаметзянов, С.В. Китаев, И.Р. Байков // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2015. – №4. – с. 18-21.

56. Мызников, М.О. Оптимизация режимов и энергоресурсосбережение при транспортировке углеводородов /М.О. Мызников // Neftegaz.RU.2017. – №12. – С.52-57.

57. Нечваль, А.М. Основные задачи при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов / А.М. Нечваль. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2005. – 81 с.

58. Нечваль, А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов / А.М. Нечваль. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – 168 с.

59. Носиков, Н.А. Анализ энергозатрат на перекачку нефти по магистральному нефтепроводу / Н.А. Носиков // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2005. – № 37. – С. 113-117. – EDN JWUYFT.

60. Носиков, Н.А. Методика расчета энергопотребления и оптимизация режима работы нефтепровода / Н.А. Носиков, Н.Н. Василькин // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2007. – № 1(19). – С. 141-145. – EDN JXKOOJ.

61. Носиков, Н.А. Оптимизация режимов работы участка магистрального нефтепровода по потреблению электроэнергии / Н.А. Носиков // Вопросы электро-технологии. – 2025. – № 2(47). – С. 56-61. – EDN PZJBVO.

62. Носиков, Н.А. Оптимизация энергосбережения режима перекачки магистрального нефтепровода / Н.А. Носиков, Ю.А. Макаричев // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2025. – Т. 33, № 1(85). – С. 76-88. – DOI 10.14498/tech.2025.1.6. – EDN RFKCCN.

63. Носиков, Н.А. Структурный и параметрический синтез комплекса электрооборудования нефтеперекачивающей станции / Н.А. Носиков, Ю.А. Макаричев // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – 2026. – Т. 34, № 1. – С. 164-177. – DOI 10.14498/tech.2026.1.9. – EDN IUQGPV.

64. ОАО «Приволжскнефтепровод» годовой отчет за 2004 г.

65. ОАО «Приволжскнефтепровод» годовой отчет за 2005 г.

66. ОАО «Приволжскнефтепровод» годовой отчет за 2006 г.

67. ОР-23.080.00-КТН-0575-24. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Мониторинг энергоэффективности эксплуатации технологических участков магистрального трубопровода и насосных агрегатов. Порядок выполнения и организации работ. – Москва: ПАО «Транснефть», 2024. – 43 с.

68. ОР-91.140.50-КТН-0397-24. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Потребление электроэнергии (мощности). Порядок планирования и учета. – Москва: ПАО «Транснефть», 2024. – 141 с.

69. Павлова, З.Х. Обеспечение эффективности эксплуатации нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов при снижении их загрузки: дис.... канд. тех. наук: 25.00.19/ Павлова Зухра Хасановна. – Уфа, 2002. – С. 158 с.

70. Патент № 2274943 С1 Российская Федерация, МПК H02P 5/46. Способ управления режимом работы электродвигателей магистральных насосов нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода (НПС МН): № 2004125100/09: заявл. 18.08.2004: опубл. 20.04.2006 / Р. С. Гаспарянц, И. А. Игнатов, А. Р. Минеев [и др.]. – EDN PEUZJP.

71. Правила устройства электроустановок (Утверждены Министерством энергетики Российской Федерации приказом от 08.06.2002 г. №204). Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 марта 2007 г. – Москва: КНОРУС, 2007. – 488 с.

72. Разбойников, А. А. Разработка методики оценки энергетической эффективности магистрального нефтепровода // А. А. Разбойников, Н. С. Барсуков // Экспозиция Нефть Газ. – 2019. – № 2(69). – С. 65-69. – DOI 10.24411/2076-6785-2019-10018. – EDN JMKLKE.

73. Рахмонов, И.У. Математическое моделирование минимизации расходов электроэнергии промышленными предприятиями с непрерывным характером производства / И.У. Рахмонов, В.Я. Ушаков, А.М. Нажимова, К.К. Обидов, С.Р. Сулейманов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024 – Т. 335 – № 4 – С. 43–51.

74. РД 153-39.4-113-01. Нормы технологического проектирования магистральных нефтепроводов. – Москва, 2001. – 44 с.

75. РД 39-30-1268-85. Методика нормирования расхода электроэнергии на транспорт нефти. – Москва, 1985. – 33 с.

76. РД-23.080.00-КТН-157-16. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Методика расчета эффективности работы магистрального нефтепровода и магистральных насосных агрегатов. - Москва: ПАО «Транснефть», 2016. – 202 с.

77. РД-91.140.50-КТН-043-11. Методика расчёта расхода электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти. – Москва, 2011 – 21 с.

78. Ревель-Муроз П.А. Разработка методов повышения энергоэффективности нефтепроводного транспорта с внедрением комплекса энергосберегающих технологий: дис.... канд. техн. наук: 25.00.19/ Ревель-Муроз Павел Александрович. – Уфа, 2018. – 202с.

79. Ревель-Муроз, П.А. Методика оценки энергоэффективности объектов действующих магистральных нефтепроводов / П.А. Ревель-Муроз // Наука и

технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Т. 7, № 6. – С. 12-15. – EDN YNRSTT.

80. Ревель-Муроз, П.А. Разработка методов повышения энергоэффективности нефтепроводного транспорта с внедрением комплекса энергосберегающих технологий: автореф. дис.... канд. тех. наук: 25.00.19/ Ревель-Муроз Павел Александрович. - Уфа, 2018. – 24 с.

81. Самоленков, С.В. Об алгоритме оптимального управления работой нефтеперекачивающих станций / С.В. Самоленков, О.В. Кабанов // Сб. матер. Межрегионального семинара «Рассохинские чтения», 2011. – С. 287–291.

82. Самоленков, С.В. Обоснование энергосберегающих режимов работы нефтеперекачивающих центробежных насосов с регулируемым приводом: дис.... канд. техн. наук: 25.00.19 / Самоленков Сергей викторович. – Санкт-Петербург, 2014. – 145 с.

83. Сбродова, М. О. Разработка экспертной системы оценки энергоэффективности нефтепровода / М. О. Сбродова, А. А. Тарасенко, П. В. Чепур // Успехи современного естествознания. – 2019. – № 3. – С. 84-89. – EDN RTYUOC.

84. Сербин, Ю.В. Параллельная работа насосных агрегатов при использовании технологии частотного регулирования / Ю.В. Сербин, А.А. Прокопов, В.П. Бугров // Теплоэнергоэффективные технологии. Специальный выпуск. Системы частотного регулирования на объектах городского хозяйства и промышленности. – Информационный бюллетень №2 (47). – 2007. — с. 57-65.

85. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учебное пособие для ВУЗов / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, А.А. Коршак и др. - Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. - 658 с.

86. Токочакова, Н. В. Нормирование и прогнозирование расхода электрической энергии предприятий транспорта нефти в заданных условиях функционирования / Н. В. Токочакова // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого: научно - практический журнал. – 2006. – № 4. – С. 67-77.

87. Трубопроводный транспорт нефти: Учеб. для вузов: В 2 т. / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.; Под редакцией С.М. Вайнштока. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – Т.2. – 621 с.

88. Трубопроводный транспорт нефти: Учеб. для вузов: В 2 т. / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.; Под редакцией С.М. Вайнштока. – Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т.1. – 407 с.

89. Туманский, А.П. Оптимизация режимов перекачки по магистральным трубопроводам с перекачивающими станциями, оборудованными частотно-регулируемым приводом / А.П. Туманский // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2005. – № 8. – С. 11-14.

90. Устюгов, Н.В. Математическая модель потребления электроэнергии в организационно-технической системе / Н.В. Устюгов, О. М. Проталинский // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Управление, вычислительная техника и информатика. – 2020. – № 3. – С. 116-124. – DOI 10.24143/2072-9502-2020-3-116-124. – EDN XA1KRX.

91. Черноруцкий, И.Г. Методы принятия решений /И.Г. Черноруцкий. – Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2005. – 408 с.

92. Шабанов, В. А. Алгоритм оценки эффективности частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов эксплуатируемых нефтепроводов по критерию снижения расхода электроэнергии / В. А. Шабанов, Э. Ф. Хакимов, С. Ф. Шарипова // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2013. – Т. 9, № 2. – С. 34-42. – EDN RPFJWT.

93. Шабанов, В. А. Критерии эффективности частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов на нефтеперекачивающих станциях / В. А. Шабанов, С. Ф. Шарипова // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2013. – Т. 9, № 1. – С. 38-43. – EDN RPFGOR.

94. Шабанов, В. А. Оценка эффективности частотного регулирования магистральных насосов по эквивалентному коэффициенту полезного действия / В. А. Шабанов, О. В. Кабаргина, З. Х. Павлова // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2011. – № 6. – С. 24-29. – EDN RPFMUZ.

95. Шабанов, В. А. Целевые функции и критерии оптимизации перекачки нефти по нефтепроводам при частотно-регулируемом электроприводе магистральных насосов / В. А. Шабанов, О. В. Бондаренко // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2012. – № 4. – С. 10-17. – EDN RLEVDD.

96. Шабанов, В.А. Алгоритм оптимизации частотно-регулируемых электроприводов магистральных насосов методом покоординатного спуска / В.А. Шабанов, З.Х. Павлова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – №4. – с. 4-9.

97. Шабанов, В.А. Аналитическое представление механических характеристик магистральных насосов при частотно-регулируемом электроприводе / В.А. Шабанов, В.М. Сапельников, М.И. Хакимьянов, С.Ф. Шарипова // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2014. – Т. 14, № 3. – С. 78-84. – EDN SQUIUR.

98. Шабанов, В.А. Методика многокритериальной оценки эффективности применения ЧРП на объектах магистральных нефтепроводов / В.А. Шабанов, А.Р. Калимгулов, Э.Ф. Хакимов, П.А. Ревель-Муроз // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2016. – № 2. – С. 11-17. – EDN XAGIOX.

99. Шабанов, В.А. О влиянии частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов на цикличность нагружения трубопровода / В. А. Шабанов, З.Х. Павлова, А.Р. Калимгулов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 23-30. – EDN RLOAGV.

100. Шабанов, В.А. Приближенная оценка снижения цикличности нагружения трубопровода при использовании частотно-регулируемого электропривода магистральных насосов / В.А. Шабанов, Э.Ф. Хакимов // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2015. – № 6. – С. 253-276. – EDN VKHEXJ.

101. Шабанов, В.А. Эффективность использования безтрансформаторных многоуровневых преобразователей частоты в электроприводе магистральных насосов / В.А. Шабанов, В.Ю. Алексеев, А.Р. Калимгулов [и др.] // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2015. – № 5. – С. 493-515. – EDN UMMQWR.

102. Шалай, В.В. Направления оптимизации и критерии эффективности транспорта углеводородов / В.В. Шалай, М.О. Мызников, М.И. Гильдебрандт // Трубопроводный транспорт углеводородов: материалы II Всероссийской научно-практической конференции, Омск, 30 октября 2018 года. – Омск: Омский государственный технический университет, 2018. – С. 73-77. – EDN YLZYRF.

103. Шалай, В.В. Определение эффективности эксплуатации существующего насосного оборудования нефтеперекачивающих станций / В.В. Шалай, М.О. Мызников, М.И. Кононова // Технологии нефти и газа. – 2020. – № 4(129). – С. 46-50. – DOI 10.32935/1815-2600-2020-129-4-46-50. – EDN HSHNNA.

104. Шалай, В.В. Планирование эффективной работы нефтепроводного предприятия / В.В. Шалай, М.О. Мызников, М.И. Гильдебрандт // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2019. – № 12(96). – С. 78-82. – EDN BNIPUE.

105. Шалай, В.В. Пути повышения эффективности эксплуатации нефтепроводов / В.В. Шалай, М.О. Мызников, М.И. Кононова // Нефтегазовый терминал: Сборник научных трудов международной научно-технической конференции имени профессора Н.А. Малюшина, Тюмень, 15 марта 2019 года / Под общей редакцией М.А. Александрова. Том Выпуск 16. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2019. – С. 315-319. – EDN OQDUQT.

106. Шаммазов, А.М. Алгоритм решения задачи прогнозирования расхода электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти с использованием нейронных сетей / А.М. Шаммазов, Б.А. Козачук, Н.Т. Габдрахманова, Л.Ф. Шириазданова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2010. – 26 ноября. – URL <http://ogbus.ru/authors/Shammazov-2.pdf>.

107. Шаюхов, Т. Т. Математическое моделирование влияния внешних факторов на параметры электропотребления / Т. Т. Шаюхов // Интернет-журнал Науковедение. – 2017. – Т. 9, № 5. – С. 86. – EDN YKWHDE.

108. Шаюхов, Т.Т. Расчет удельных норм и прогнозирование электропотребления на промышленных предприятиях / Т.Т. Шаюхов // Инновационный транспорт. – 2016. – № 3(21). – С. 8-12. – DOI 10.20291/2311-164X-2016-3-8-12. – EDN WXOVQX.

109. Шипилло, В. П. Автоматизированный вентильный электропривод / В.П. Шипилло. – Москва: Энергия, 1969. – 400 с.

110. Щербань, А.И. К вопросу разработки технологии транспорта нефтепродуктов на основе регулирования частоты вращения перекачивающих насосных агрегатов / А.И. Щербань, К.А. Борисов, Э.М. Ахияртдинов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2007. – № 6. – С. 7-10. – EDN KXASYT.

111. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности. Учебник под ред. В.Ф. Дунаева – Москва: ООО «ЦентрЛитНефтеГаз», 2004.– 372 с.

112. Geunsub, Kim Forecasting future electric power consumption in Busan New Port using a deep learning model / Kim Geunsub, Lee Gunwoo, An Seunghyun, Lee Joo-won // The Asian Journal of Shipping and Logistics. – 2023. – Vol. 39. Iss. 2. – P. 78-93.

113. Paulini, R.M. Optimizing Energy in ORBEL II Oil Pipeline / R.M. Paulini, L.F. Gonzalves Pires // Materials of International Pipeline Conference. Calgary, Alberta, Canada. – 2006. – Vol. 3. – Paper No. IPC2006-10465. – P. 821-832.

114. Revel-Muroz, P. Development of Energy Saving Technologies in Oil Pipeline Transportation/P. Revel-Muroz// The International Committee for the History of Technology (ICOHTEC) 42 Annual meeting, IEEE-HISTELCON 4th meeting. Book of abstracts. - Tel Aviv, 2015. - P. 30.

115. Wheeler, A.R. Comparison of electronic Variable – Speed Drives / A.R. Wheeler // Intern at. Confer on Power Electronics Variable – Speed Drives – London, 1984, May. – P. 1- 6.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Приложение А

Программа оптимизации режимов работы МН «Rezultat\_optim\_prim4»

Варьируемые факторы, нулевую строку не используем

```
t :=
  x29,5 ← 0
  for i ∈ 1..5
    for j ∈ 0..29
      xj,i ← j
  1
x

ε1 := .1
εω := 1
```

Константы, нулевую строку не используем

```
q :=
  ( 0
  45504
  43728
  39420
  32760
  21840 )
```

Q := 1027760

```
f(x) :=
  y
  z ← 0
  i ← 0
  k ← 0
  v ← 0
  g ← 0
  j ← 0
  for i ∈ 0..29
    for k ∈ 0..29
      for v ∈ 0..29
        for g ∈ 0..29
          for j ∈ 0..29
```

	0	1	2	3	4	5
0	0	0	0	0	0	0
1	0	1	1	1	1	1
2	0	2	2	2	2	2
3	0	3	3	3	3	3
4	0	4	4	4	4	4
5	0	5	5	5	5	5
6	0	6	6	6	6	6
7	0	7	7	7	7	7
8	0	8	8	8	8	8
9	0	9	9	9	9	9
10	0	10	10	10	10	10
11	0	11	11	11	11	11
12	0	12	12	12	12	12
13	0	13	13	13	13	13
14	0	14	14	14	14	14
15	0	15	15	15	15	...

## Продолжение Приложения А

```

z ← 0
z ← q1·ti,1 + q2·tk,2 + q3·tv,3 + q4·tg,4 + q5·tj,5
if ( |z - Q| ·  $\frac{100}{Q}$  < ε1 ) ∧ [ (ti,1 + tk,2 + tv,3 + tg,4 + tj,5) = 29 ]
|
yp,1 ← ti,1
yp,2 ← tk,2
yp,3 ← tv,3
yp,4 ← tg,4
yp,5 ← tj,5
yp,0 ← p
p ← p + 1
return y

```

Допуск, %

ε1 := .1

	0	1	2	3	4	5
0	0	0	0	15	12	2
1	1	0	0	20	4	5
2	2	0	1	10	18	0
3	3	0	1	15	10	3
4	4	0	1	20	2	6
5	5	0	2	10	16	1
6	6	0	2	15	8	4
f(ε) = 7	7	0	2	20	0	7
8	8	0	3	10	14	2
9	9	0	3	15	6	5
10	10	0	4	5	20	0
11	11	0	4	10	12	3
12	12	0	4	15	4	6
13	13	0	5	5	18	1
14	14	0	5	10	10	4
15	15	0	5	15	2	...

## Приложение Б

Таблица Б1 Результаты оптимизации

Производительность режима			Мощность режима		Удельный расход ЭЭ			
q1=	45504	т/сут	P1, кВт=	4585	S1=	2,418249	кВт*час/т/сут	
q2=	43728	т/сут	P2, кВт=	4086	S2=	2,242591	кВт*час/т/сут	
q3=	39420	т/сут	P3, кВт=	3380	S1=	2,057839	кВт*час/т/сут	
q4=	32760	т/сут	P4, кВт=	2710	S2=	1,985348	кВт*час/т/сут	
q5=	21840	т/сут	P5, кВт=	1042	S1=	1,145055	кВт*час/т/сут	
Q=	1027760	т						
Эфакт=	2004478	кВт*час						

Таблица Б2 Массив результатов перебора вариантов режимов перекачки.  $\epsilon_1=0,5\%$

№ опыта	t1,сут	t2,сут	t3,сут	t4,сут	t5,сут	Q, т	$\Delta Q$ , т	$\Delta Q$ , %	Э,кВт*час	$\Delta \text{Э}$ , кВт*час	$\Delta \text{Э}$ , %
0	0	0	11	18	0	1023300	-4460	-0,434	2063040	58562	2,92
1	0	0	12	17	0	1029960	2200	0,214	2079120	74642	3,72
2	0	0	13	15	1	1025700	-2060	-0,200	2055168	50690	2,53
3	0	0	14	14	1	1032360	4600	0,448	2071248	66770	3,33

Продолжение таблицы Б2

№ опыта	t1,сут	t2,сут	t3,сут	t4,сут	t5,сут	Q, т	$\Delta Q$ , т	$\Delta Q$ , %	Э,кВт*час	$\Delta Э$ , кВт*час	$\Delta Э$ , %
4	0	0	15	12	2	1028100	340	0,033	2047296	42818	2,14
5	0	0	16	10	3	1023840	-3920	-0,381	2023344	18866	0,94
6	0	0	17	9	3	1030500	2740	0,267	2039424	34946	1,74
7	0	0	18	7	4	1026240	-1520	-0,148	2015472	10994	0,55
8	0	0	20	4	5	1028640	880	0,086	2007600	3122	0,16
9	0	0	21	2	6	1024380	-3380	-0,329	1983648	-20830	-1,04
10	0	0	22	1	6	1031040	3280	0,319	1999728	-4750	-0,24
11	0	1	10	18	0	1027608	-152	-0,015	2079984	75506	3,77
12	0	1	11	16	1	1023348	-4412	-0,429	2056032	51554	2,57
13	0	1	12	15	1	1030008	2248	0,219	2072112	67634	3,37
14	0	1	13	13	2	1025748	-2012	-0,196	2048160	43682	2,18
15	0	1	14	12	2	1032408	4648	0,452	2064240	59762	2,98
16	0	1	15	10	3	1028148	388	0,038	2040288	35810	1,79
17	0	1	16	8	4	1023888	-3872	-0,377	2016336	11858	0,59
18	0	1	17	7	4	1030548	2788	0,271	2032416	27938	1,39
19	0	1	18	5	5	1026288	-1472	-0,143	2008464	3986	0,20
20	0	1	20	2	6	1028688	928	0,090	2000592	-3886	-0,19

## Продолжение таблицы Б2

№ опыта	t1,сут	t2,сут	t3,сут	t4,сут	t5,сут	Q, т	$\Delta Q$ , т	$\Delta Q$ , %	Э,кВт*час	$\Delta Э$ , кВт*час	$\Delta Э$ , %
21	0	1	21	0	7	1024428	-3332	-0,324	1976640	-27838	-1,39
22	0	2	8	19	0	1025256	-2504	-0,244	2080848	76370	3,81
23	0	2	9	18	0	1031916	4156	0,404	2096928	92450	4,61
24	0	2	10	16	1	1027656	-104	-0,010	2072976	68498	3,42
25	0	2	11	14	2	1023396	-4364	-0,425	2049024	44546	2,22
26	0	2	12	13	2	1030056	2296	0,223	2065104	60626	3,02
27	0	2	13	11	3	1025796	-1964	-0,191	2041152	36674	1,83
28	0	2	14	10	3	1032456	4696	0,457	2057232	52754	2,63
29	0	2	15	8	4	1028196	436	0,042	2033280	28802	1,44
30	0	2	16	6	5	1023936	-3824	-0,372	2009328	4850	0,24
31	0	2	17	5	5	1030596	2836	0,276	2025408	20930	1,04
32	0	2	18	3	6	1026336	-1424	-0,139	2001456	-3022	-0,15
33	0	2	20	0	7	1028736	976	0,095	1993584	-10894	-0,54
34	0	3	6	20	0	1022904	-4856	-0,472	2081712	77234	3,85
35	0	3	7	19	0	1029564	1804	0,176	2097792	93314	4,66
36	0	3	8	17	1	1025304	-2456	-0,239	2073840	69362	3,46
37	0	3	9	16	1	1031964	4204	0,409	2089920	85442	4,26

Продолжение таблицы Б2

№ опыта	t1,сут	t2,сут	t3,сут	t4,сут	t5,сут	Q, т	ΔQ, т	ΔQ, %	Э,кВт*час	ΔЭ, кВт*час	ΔЭ, %
38	0	3	10	14	2	1027704	-56	-0,005	2065968	61490	3,07
39	0	3	11	12	3	1023444	-4316	-0,420	2042016	37538	1,87
40	0	3	12	11	3	1030104	2344	0,228	2058096	53618	2,67
41	0	3	13	9	4	1025844	-1916	-0,186	2034144	29666	1,48
42	0	3	14	8	4	1032504	4744	0,462	2050224	45746	2,28
43	0	3	15	6	5	1028244	484	0,047	2026272	21794	1,09
44	0	3	16	4	6	1023984	-3776	-0,367	2002320	-2158	-0,11
45	0	3	17	3	6	1030644	2884	0,281	2018400	13922	0,69
46	0	3	18	1	7	1026384	-1376	-0,134	1994448	-10030	-0,50
47	0	4	5	20	0	1027212	-548	-0,053	2098656	94178	4,70
48	0	4	6	18	1	1022952	-4808	-0,468	2074704	70226	3,50
49	0	4	7	17	1	1029612	1852	0,180	2090784	86306	4,31
50	0	4	8	15	2	1025352	-2408	-0,234	2066832	62354	3,11
51	0	4	9	14	2	1032012	4252	0,414	2082912	78434	3,91
52	0	4	10	12	3	1027752	-8	-0,001	2058960	54482	2,72
53	0	4	11	10	4	1023492	-4268	-0,415	2035008	30530	1,52
54	0	4	12	9	4	1030152	2392	0,233	2051088	46610	2,33

Продолжение таблицы Б2

№ опыта	t1,сут	t2,сут	t3,сут	t4,сут	t5,сут	Q, т	$\Delta Q$ , т	$\Delta Q$ , %	Э,кВт*час	$\Delta \text{Э}$ , кВт*час	$\Delta \text{Э}$ , %
55	0	4	13	7	5	1025892	-1868	-0,182	2027136	22658	1,13
56	0	4	14	6	5	1032552	4792	0,466	2043216	38738	1,93
57	0	4	15	4	6	1028292	532	0,052	2019264	14786	0,74
58	0	4	16	2	7	1024032	-3728	-0,363	1995312	-9166	-0,46
59	0	4	17	1	7	1030692	2932	0,285	2011392	6914	0,34
60	0	5	3	21	0	1024860	-2900	-0,282	2099520	95042	4,74
61	0	5	4	20	0	1031520	3760	0,366	2115600	111122	5,54
62	0	5	5	18	1	1027260	-500	-0,049	2091648	87170	4,35
63	0	5	6	16	2	1023000	-4760	-0,463	2067696	63218	3,15
64	0	5	7	15	2	1029660	1900	0,185	2083776	79298	3,96
65	0	5	8	13	3	1025400	-2360	-0,230	2059824	55346	2,76
66	0	5	9	12	3	1032060	4300	0,418	2075904	71426	3,56
67	0	5	10	10	4	1027800	40	0,004	2051952	47474	2,37
68	0	5	11	8	5	1023540	-4220	-0,411	2028000	23522	1,17
69	0	5	12	7	5	1030200	2440	0,237	2044080	39602	1,98
70	0	5	13	5	6	1025940	-1820	-0,177	2020128	15650	0,78
71	0	5	14	4	6	1032600	4840	0,471	2036208	31730	1,58

Продолжение таблицы Б2

№ опыта	t1,сут	t2,сут	t3,сут	t4,сут	t5,сут	Q, т	$\Delta Q$ , т	$\Delta Q$ , %	Э,кВт*час	$\Delta Э$ , кВт*час	$\Delta Э$ , %
72	0	5	15	2	7	1028340	580	0,056	2012256	7778	0,39
73	0	5	16	0	8	1024080	-3680	-0,358	1988304	-16174	-0,81
74	0	6	2	21	0	1029168	1408	0,137	2116464	111986	5,59
75	0	6	3	19	1	1024908	-2852	-0,277	2092512	88034	4,39
76	0	6	4	18	1	1031568	3808	0,371	2108592	104114	5,19
77	0	6	5	16	2	1027308	-452	-0,044	2084640	80162	4,00
78	0	6	6	14	3	1023048	-4712	-0,458	2060688	56210	2,80
79	0	6	7	13	3	1029708	1948	0,190	2076768	72290	3,61
80	0	6	8	11	4	1025448	-2312	-0,225	2052816	48338	2,41
81	0	6	9	10	4	1032108	4348	0,423	2068896	64418	3,21
82	0	6	10	8	5	1027848	88	0,009	2044944	40466	2,02
83	0	6	11	6	6	1023588	-4172	-0,406	2020992	16514	0,82
84	0	6	12	5	6	1030248	2488	0,242	2037072	32594	1,63
85	0	6	13	3	7	1025988	-1772	-0,172	2013120	8642	0,43
86	0	6	14	2	7	1032648	4888	0,476	2029200	24722	1,23
87	0	6	15	0	8	1028388	628	0,061	2005248	770	0,04
88	0	7	0	22	0	1026816	-944	-0,092	2117328	112850	5,63

Продолжение таблицы Б2

№ опыта	t1,сут	t2,сут	t3,сут	t4,сут	t5,сут	Q, т	$\Delta Q$ , т	$\Delta Q$ , %	Э,кВт*час	$\Delta \text{Э}$ , кВт*час	$\Delta \text{Э}$ , %
89	0	7	2	19	1	1029216	1456	0,142	2109456	104978	5,24
90	0	7	3	17	2	1024956	-2804	-0,273	2085504	81026	4,04
91	0	7	4	16	2	1031616	3856	0,375	2101584	97106	4,84
92	0	7	5	14	3	1027356	-404	-0,039	2077632	73154	3,65
93	0	7	6	12	4	1023096	-4664	-0,454	2053680	49202	2,45
94	0	7	7	11	4	1029756	1996	0,194	2069760	65282	3,26
95	0	7	8	9	5	1025496	-2264	-0,220	2045808	41330	2,06
96	0	7	9	8	5	1032156	4396	0,428	2061888	57410	2,86
97	0	7	10	6	6	1027896	136	0,013	2037936	33458	1,67
98	0	7	11	4	7	1023636	-4124	-0,401	2013984	9506	0,47
99	0	7	12	3	7	1030296	2536	0,247	2030064	25586	1,28
100	0	7	13	1	8	1026036	-1724	-0,168	2006112	1634	0,08

## Окончание таблицы Б2

№ опыта	t1,сут	t2,сут	t3,сут	t4,сут	t5,сут	Q, т	$\Delta Q$ , т	$\Delta Q$ , %	Э,кВт*час	$\Delta Э$ , кВт*час	$\Delta Э$ , %
1262	14	0	3	1	11	1028316	556	0,054	2124048	119570	5,97
1263	14	1	0	4	10	1030224	2464	0,240	2148864	144386	7,20
1264	14	1	1	2	11	1025964	-1796	-0,175	2124912	120434	6,01
1265	14	1	2	1	11	1032624	4864	0,473	2140992	136514	6,81
1266	14	2	0	2	11	1030272	2512	0,244	2141856	137378	6,85
1267	14	2	1	0	12	1026012	-1748	-0,170	2117904	113426	5,66
1268	14	3	0	0	12	1030320	2560	0,249	2134848	130370	6,50
1269	15	0	0	4	10	1032000	4240	0,413	2160840	156362	7,80
1270	15	0	1	2	11	1027740	-20	-0,002	2136888	132410	6,61
1271	15	0	2	0	12	1023480	-4280	-0,416	2112936	108458	5,41
1272	15	1	0	2	11	1032048	4288	0,417	2153832	149354	7,45
1273	15	1	1	0	12	1027788	28	0,003	2129880	125402	6,26
1274	15	2	0	0	12	1032096	4336	0,422	2146824	142346	7,10
1275	16	0	0	1	12	1022904	-4856	-0,472	2125776	121298	6,05
1276	16	0	1	0	12	1029564	1804	0,176	2141856	137378	6,85

### Приложение В

Таблица В1 Упорядоченные варианты лучших по энергопотреблению режимов перекачки

№ п.п.	t1,сут	t2,сут	t3,сут	t4,сут	t5,сут	Q, т	$\Delta Q$ , т	$\Delta Q$ , %	Э,кВт*час	$\Delta \text{Э}$ , кВт*час	$\Delta \text{Э}$ , %	Число переключений
1	0	0	22	0	7	1020120	-7640	-0,743	1959696	-44782	-2,23	2
2	0	1	20	1	7	1017768	-9992	-0,972	1960560	-43918	-2,19	4
3	0	0	20	3	6	1017720	-10040	-0,977	1967568	-36910	-1,84	3
4	0	4	17	0	8	1019772	-7988	-0,777	1971360	-33118	-1,65	3
5	0	1	21	0	7	1024428	-3332	-0,324	1976640	-27838	-1,39	3
6	0	0	21	2	6	1024380	-3380	-0,329	1983648	-20830	-1,04	3
7	0	5	16	0	8	1024080	-3680	-0,358	1988304	-16174	-0,81	3
8	1	0	21	0	7	1026204	-1556	-0,151	1988616	-15862	-0,79	3
9	1	1	19	1	7	1023852	-3908	-0,380	1989480	-14998	-0,75	5
10	0	2	20	0	7	1028736	976	0,095	1993584	-10894	-0,54	3
11	0	3	18	1	7	1026384	-1376	-0,134	1994448	-10030	-0,50	4
12	0	4	16	2	7	1024032	-3728	-0,363	1995312	-9166	-0,46	4
13	2	2	17	0	8	1023324	-4436	-0,432	1995312	-9166	-0,46	4
14	1	0	19	3	6	1023804	-3956	-0,385	1996488	-7990	-0,40	4
15	0	0	22	1	6	1031040	3280	0,319	1999728	-4750	-0,24	3

Таблица В1 Упорядоченные варианты лучших по энергопотреблению режимов перекачки

№ п.п.	t1,сут	t2,сут	t3,сут	t4,сут	t5,сут	Q, т	$\Delta Q$ , т	$\Delta Q$ , %	Э,кВт*час	$\Delta \text{Э}$ , кВт*час	$\Delta \text{Э}$ , %	Число переключений
16	0	9	11	0	9	1023732	-4028	-0,392	1999968	-4510	-0,22	3
17	1	4	16	0	8	1025856	-1904	-0,185	2000280	-4198	-0,21	4
18	0	1	20	2	6	1028688	928	0,090	2000592	-3886	-0,19	4
19	1	5	14	1	8	1023504	-4256	-0,414	2001144	-3334	-0,17	5
20	0	2	18	3	6	1026336	-1424	-0,139	2001456	-3022	-0,15	4
21	2	0	19	1	7	1025628	-2132	-0,207	2001456	-3022	-0,15	4
22	0	3	16	4	6	1023984	-3776	-0,367	2002320	-2158	-0,11	4
23	2	1	17	2	7	1023276	-4484	-0,436	2002320	-2158	-0,11	5
24	0	6	15	0	8	1028388	628	0,061	2005248	770	0,04	3
25	1	1	20	0	7	1030512	2752	0,268	2005560	1082	0,05	4

## Приложение Г



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ТРАНСНЕФТЬ-ПРИВОЛГА», Ленинская ул., д. 100, Самара, Россия, 443020;  
Тел. (846) 250-02-41, 250-02-39 (Отдел делопроизводства и контроля); (846) 310-83-11 (приемная);  
Телетайп: 214318; ТРАСС. e-mail: PRIVOLGA@sam.transneft.ru; ОКПО 00139117; ОГРН 1026301416371; ИНН/КПП 6317024749/997250001

### Справка

об использовании результатов кандидатской диссертационной работы  
Носикова Николая Александровича

Настоящей справкой подтверждается, что результаты диссертационной работы Н.А. Носикова, представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, использовались в эксплуатационной и проектной деятельности служб главного энергетика и главного технолога АО «Транснефть - Приволга».

Содержащиеся в диссертационной работе Н.А. Носикова основные теоретические положения и полученные практические результаты экспериментальных исследований, в части прогнозирования потребления электроэнергии на транспортировку нефти и выбора оптимального режима работы нефтепровода использованы для сравнения с существующими методами, регламентированными на предприятии при составлении месячных планов работ магистрального нефтепровода и прогнозирования потребления электроэнергии. Полученные результаты показали высокую сходимость с фактическими показателями.

Алгоритм и методика оптимизации комплектования комплекса электротехнического оборудования нефтеперекачивающих станций при комбинированной схеме управления насосными агрегатами с частотным регулированием скорости электродвигателей позволили сократить затраты на модернизацию основного механоэнергетического оборудования. Алгоритм использован для технико-экономического обоснования при проведении технического перевооружения и реконструкции объектов магистральных нефтепроводов АО «Транснефть - Приволга».

Главный инженер

Главный энергетик



Сергей Николаевич Стребков

Роман Алексеевич Лысенко

Лысенко Р.А.  
8-927-515-19-41  
LysenkoRA@sam.transneft.ru

15988-01-16/11 от 02.03.2026г.

## Приложение Д

Общество с ограниченной ответственностью  
«РОССИЙСКАЯ ИННОВАЦИОННАЯ  
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ»



443041, Самарская область, г. Самара, ул. Ленинская, д. 120А. тел +7 (846) 339-48-48

Почтовый адрес: 400048, Россия, г. Волгоград, ул. Лесогорская, д.85  
тел.: +7 (8442) 55-90-19, доб. 9044#, <http://ritek.lukoil.ru/ru>,  
e-mail: [chancery@lukoil.com](mailto:chancery@lukoil.com)

№ 21/21-1112-и Дата 19.03.2026

### АКТ

#### ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ КАНДИДАТСКОЙ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ НОСИКОВА НИКОЛАЯ АЛЕКСАНДРОВИЧА

Настоящим актом подтверждается, что результаты диссертационной работы Н.А. Носикова, представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, использовались в эксплуатационной и проектной деятельности службы главного энергетика ООО «РИТЭК».

Программа расчета затрат электроэнергии основным насосным оборудованием на транспортировку нефтесодержащей жидкости по трубопроводу использовалась при уточнении месячных планов работ и прогнозирования потребления электроэнергии. Расчетные результаты подтверждены инструментальным контролем фактического потребления электроэнергии насосной станцией.

При формировании плана технического перевооружения и реконструкции объектов нефтедобычи ООО «РИТЭК» были использованы алгоритм и методика оптимизации комплектования комплекса электротехнического оборудования насосных станций с частотным регулированием скорости электродвигателей, что позволило сократить плановые показатели эксплуатационных затрат на потребляемую электроэнергию.

Первый заместитель генерального директора  
Главный инженер

Н.А. Насибуллин



Главный энергетик  
Фазлетдинов Р.Р.  
Тел: 8 (8442) 55-90-19  
e-mail: [Rinat.Fazletdinov@lukoil.com](mailto:Rinat.Fazletdinov@lukoil.com)

## Приложение Е



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ТРАНСНЕФТЬ - БАЛТИКА»

Арсенальная набережная, дом 11, литера А, внутригородская территория города федерального значения муниципальный округ Финляндский округ, г. Санкт – Петербург, Россия, 195009; тел. (812) 380-62-25, 380-64-91; факс (812) 660-07-70; e-mail: baltneft@spb.transneft.ru; ИНН 4704041900; КПП 780401001; ОКПО 55146765; ОКОНХ 69000

23.03.2026 № ТНБ-04-08/6152

на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

### СПРАВКА

#### О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ КАНДИДАТСКОЙ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ НОСИКОВА НИКОЛАЯ АЛЕКСАНДРОВИЧА

Настоящей справкой подтверждается, что результаты диссертационной работы Н.А. Носикова, представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, возможны к применению в деятельности служб главного энергетика и главного технолога ООО «Транснефть – Балтика».

Основные теоретические положения и полученные результаты аналитических исследований, в части прогнозирования потребления электроэнергии на транспортировку нефти и выбора оптимального режима работы магистрального нефтепровода «Гурьев-Куйбышев», могут быть тиражированы для применения в процессах транспортировки нефти в ООО «Транснефть – Балтика».

Результаты раздела диссертации, описывающего алгоритм и методику оптимизации комплектования комплекса электротехнического оборудования нефтеперекачивающих станций при комбинированной схеме управления насосными агрегатами с частотным регулированием скорости электродвигателей, представляют большой практический интерес и возможны к использованию в ООО «Транснефть-Балтика» для сокращения эксплуатационных расходов на электроэнергию.

Главный инженер

Е.В. Инжеватов



Главный энергетик Табаров Э.Р.  
Тел. (812)3806277,  
TabarovER@transneft.ru



## Приложение Ж



МИНОБРАЗОВАНИЯ РОССИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Самарский государственный технический университет»  
(ФГБОУ ВО «СамГТУ»)

«23» 04 2026г.

№ 389

УТВЕРЖДАЮ

Первый проректор -

проректор по учебной работе

профессор  
Л.Г. Мигунова  
2026г.

Акт

Использования результатов диссертационной работы Носикова Николая Александровича  
в учебном процессе.

Мы, нижеподписавшиеся, заместитель декана электротехнического факультета Л.Г. Мигунова, заведующий кафедрой ЭПП Ю.В. Зубков составили настоящий акт о том, что:

методика расчета и математическая модель электропотребления НПС магистральных нефтепроводов, разработанная Н.А. Носиковым в его диссертационной работе, используется в учебном процессе электротехнического факультета ФГБОУ ВО «СамГТУ» в курсах «Электропривод трубопроводного транспорта» и «Эксплуатация нефтепромыслового электрооборудования», а также в курсовом и дипломном проектировании студентов направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

Названные программы и математические модели, способствуют более полному усвоению передовых технологий в области электротехнических комплексов и систем нефтепроводного транспорта студентами и магистрантами старших курсов электротехнического факультета.

Зам. декана ЭТФ

К.т.н., доцент

Заведующий кафедрой ЭПП

Д.т.н., профессор

Л.Г. Мигунова

Ю.В. Зубков