

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

На правах рукописи

МИШУРИНСКИХ Сергей Владимирович

**ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ
«ПОГРУЖНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ДВИГАТЕЛЬ –
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫЙ НАСОС» НА ОСНОВЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ
ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО
ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН**

Специальность 05.09.03 – «Электротехнические комплексы и системы»

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель – д-р техн. наук, доцент Петроченков А.Б.

Пермь – 2021

ВВЕДЕНИЕ	4
1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	11
1.1 Анализ типового состава оборудования электротехнического комплекса нефтяного месторождения.....	11
1.2 Анализ программных продуктов по расчету и моделированию электротехнического и механического оборудования нефтяных месторождений.....	19
1.3 Основные методы управления режимами установок электроцентробежных насосов.....	23
1.4 Физическое моделирование электротехнических комплексов.....	24
1.5 Функциональные возможности современных автоматизированных систем учета электрической энергии.....	25
Выводы по главе 1.....	30
2 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ЭЛЕМЕНТАМИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	32
2.1 Выбор методов расчета электрических режимов электротехнического комплекса нефтяного месторождения.....	32
2.2 Разработка моделей элементов электротехнического комплекса нефтяного месторождения.....	36
Выводы по главе 2.....	65
3 РАЗРАБОТКА МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ «ПОГРУЖНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ДВИГАТЕЛЬ – ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫЙ НАСОС».....	66
3.1 Анализ методов управления дебитом нефтяной скважины.....	66
3.2 Ограничения при изменении параметров технологического режима....	73
3.3 Методика оптимизации электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос».....	78
Выводы по главе 3.....	88

4 ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ «ПОГРУЖНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ДВИГАТЕЛЬ – ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫЙ НАСОС».....	89
4.1 Разработка цифровой модели системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос».....	89
4.2 Цифровое моделирование системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос».....	101
4.3 Интегрированная логистическая поддержка функционирования системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос».....	111
4.4 Моделирование электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» на лабораторном стенде.....	114
Выводы по главе 4.....	135
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	138
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	139
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	141
Приложение А. Оборудование электротехнического комплекса участка механизированной добычи месторождения им. В. П. Сухарева ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».....	155
Приложение Б. Сведения о погрешностях измерений используемого оборудования.....	157
Приложение В. Результаты моделирования асинхронных двигателей на лабораторном стенде.....	159
Приложение Г. Результаты моделирования системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» на лабораторном стенде.....	166
Приложение Д. Перечень основных снимаемых параметров для УЭЦН ...	170
Приложение Е. Свидетельство о государственной регистрации базы данных.....	171
Приложение Ж. Акты внедрения результатов диссертационного исследования	172

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Потребление электрической энергии при добыче нефти является значительной статьей затрат отраслевых предприятий. Одними из важных задач государственной политики в вопросах энергетики при добыче полезных ископаемых, согласно официальным документам [1, 2], являются повышение энергетической эффективности и интеллектуализация систем контроля и управления на объектах нефтедобычи. Решение данных задач может быть достигнуто за счет грамотного планирования технологического процесса и организации информационного сопровождения на всех его этапах.

Планирование режимов работы нефтяных скважин выполняется с учетом влияния изменения параметров электротехнологического оборудования на показатели технологического процесса, среди которых – электропотребление электротехнических комплексов (ЭТК) участков нефтяного месторождения. В настоящее время при добыче нефти широко применяются установки электроцентробежных насосов (УЭЦН). ЭТК УЭЦН состоит из набора типовых элементов. Однако разнообразие технологических и электрических параметров, а также наличие внешних факторов, в совокупности оказывающих значительное воздействие на работу оборудования, требуют адаптации типовых моделей элементов ЭТК под специфику рассматриваемого объекта, в том числе в условиях неопределенности и неполноты информации.

Помимо этого, должно быть формализовано, в виде аналитических зависимостей, взаимное влияние параметров технологического процесса, параметров электротехнического и технологического оборудования на величину электропотребления.

Энергетическая эффективность процесса добычи нефти УЭЦН поддерживается, кроме прочего, за счет своевременного получения информации о показателях энергоэффективности и виде и величине управляющих воздействий. Получение соответствующей информации должно обеспечиваться, в том числе, внедрением систем интегрированной логистической поддержки, которые являются современным инструментом «интеллектуализации» ЭТК отраслевых предприятий.

Степень разработанности темы исследования. Взаимодействие электромеханической и гидромеханической подсистем нефтяных месторождений рассматривается в работах Ш. К. Гиматудинова, В. Н. Ивановского, М. А. Караева, П. Д. Ляпкина, И. Т. Мищенко, И. М. Муравьева, Д. Н. Нурбосынова, *B. Guo, G. Taskacs, H. Mukherjee* и др.

Моделированию электрических машин посвящены работы А. И. Вольдека, И. П. Копылова, М. П. Костенко, В. Ф. Сивокобыленко и др.

Моделированию режимов функционирования ЭТК посвящены работы Г.И. Бабокина, В. А. Ведерникова, В. А. Веникова, Г. В. Веникова, М. С. Ершова, В.И. Идельчика, В.З. Ковалева, А. В. Ляхомского, Л. А. Плащанского, М. И. Хакимьянова, Ю.В. Шевырёва, *A. Kwasinsky, M. Paolone, A. Abur* и др.

Объектом исследования является электротехнический комплекс участка механизированной добычи нефтяного месторождения, оборудованного установками электроцентробежных насосов.

Предметом исследования является процесс потребления электроэнергии установкой электроцентробежного насоса.

Идея работы заключается в повышении энергетической эффективности установок электроцентробежных насосов за счет рациональных параметров режимов электротехнологического оборудования нефтяных скважин.

Целью работы является управление электропотреблением системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» на основе рациональных параметров режимов электротехнологического оборудования нефтяных скважин для повышения энергетической эффективности процесса добычи нефти.

Для достижения сформулированной цели были поставлены и решены следующие **научные задачи**:

1) разработать метод повышения энергетической эффективности функционирования системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» с учетом особенностей оборудования,

используемого на объектах нефтедобычи, и существующих технологических ограничений;

2) разработать математические зависимости параметров функционирования погружного электрического двигателя и электроцентробежного насоса от текущих параметров технологического процесса и электрического режима;

3) разработать методику оптимизации электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос», учитывающую параметры оборудования и технологические ограничения;

4) разработать цифровую модель системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос»; верифицировать результаты моделирования электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» на физической модели электротехнического комплекса участка нефтяного месторождения, а также в условиях промышленной эксплуатации.

Основные научные положения и результаты, выносимые на защиту, их новизна:

1) метод повышения энергетической эффективности с интегрированной логистической поддержкой функционирования системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос», *отличающийся от существующих* наличием индикативных показателей, позволяющих оценивать результативность управляющих воздействий на энергоэффективность электротехнологического оборудования с учетом существующих технологических ограничений;

2) математические зависимости параметров функционирования погружного электрического двигателя и электроцентробежного насоса от формы кривой коэффициента полезного действия, коэффициента загрузки двигателя и параметров электрического режима, *отличающиеся от существующих* тем, что на их основе возможна автоматическая коррекция параметров режимов системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос»;

3) методика оптимизации электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос», *отличающаяся от существующих* тем, что применяется оригинальная зависимость требуемой глубины регулирования частоты от параметров технологического процесса, технологических ограничений и с учетом взаимодействия электротехнического и технологического оборудования;

4) цифровая модель системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» с объектно-ориентированной структурой, *отличающаяся от существующих* тем, что учитывает взаимодействие с аналогичными системами участка механизированной добычи нефтяного месторождения при изменении параметров электрических режимов.

Теоретическая и практическая значимость работы.

1) разработанный метод повышения энергетической эффективности с интегрированной логистической поддержкой функционирования системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» позволяет оценивать результативность управляющих воздействий на энергоэффективность электротехнологического оборудования с учетом существующих технологических ограничений;

2) разработанная методика оптимизации электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» позволяет оценивать потенциал повышения энергетической эффективности УЭЦН, а также определять величину воздействия на электротехнологическое оборудование с учетом технологических ограничений;

3) разработанные математические зависимости являются основой для автоматической коррекции параметров режимов системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос»;

4) разработанная цифровая модель системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» с объектно-ориентированной структурой позволяет учитывать взаимодействие с аналогичными системами

участка механизированной добычи нефтяного месторождения при изменении параметров электрических режимов;

5) разработанная физическая модель системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» позволяет натурно оценивать электропотребление погружного электродвигателя при различных параметрах технологического режима с учетом частотного регулирования на лабораторном стенде.

Модели элементов электротехнического оборудования используются группой предприятий «СПУТНИК» при проектировании электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли. Разработанные модели взаимодействия электромеханической и гидромеханической подсистем УЭЦН используются в «Объединенном инженерном тренажере» ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Методика оптимизации электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» используется при разработке интеллектуальных станций управления в НИОКТР по соглашению № 075-11-2021-052 от 24.06.2021 г. «Создание высокотехнологичного производства автономных энергосберегающих цифровых систем распределенного управления добывающим фондом скважин на основе элементов машинного обучения и искусственного интеллекта» в рамках Постановления №218 Правительства РФ от 09.04.2010 г.

Разработанные имитационные модели элементов ЭТК используются в учебном процессе электротехнического факультета ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Методология и методы исследования. Для решения поставленных задач в работе использовались элементы теории электротехники, теории электрических машин, теории электропривода, теории оптимизации, теории центробежных насосов, теории подобия, теории физического моделирования, а также методы математического моделирования с использованием пакетов компьютерных программ *LabVIEW*, *MathCad* и *Microsoft Excel*.

Соответствие диссертации специальности 05.09.03 «Электротехнические комплексы и системы». Рассматриваемые в работе задачи соответствуют паспорту специальности 05.09.03 «Электротехнические комплексы и системы» – п. 1 «Развитие общей теории электротехнических комплексов и систем, изучение системных свойств и связей, физическое, математическое, имитационное и компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем»; п. 3 «Разработка, структурный и параметрический синтез электротехнических комплексов и систем, их оптимизация, а также разработка алгоритмов эффективного управления».

Достоверность результатов подтверждается корректным использованием апробированного математического аппарата теории электротехники, электрических машин, электропривода, оптимизации, центробежных насосов, подобия, физического моделирования; сопоставлением результатов расчетов с данными, приведенными в технической литературе, и данными, полученными в результате инструментальных замеров на реальных технологических объектах и физической модели. Основные положения диссертации докладывались и обсуждались на научно-технических конференциях различного уровня и опубликованы в печати, в том числе в изданиях, рекомендованных ВАК и входящих в системы цитирования *SCOPUS* и *Web of Science*.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях: XVII Всероссийской научно-практической конференции «Планирование и обеспечение подготовки кадров для промышленно-экономического комплекса региона» (ЛЭТИ, г. Санкт-Петербург, 2018 г.); международной научной «Электроэнергетической конференции (ISEPC-2019)» (СПбПУ, г. Санкт-Петербург, 2019 г.); X и XI международных конференциях «Инновационная энергетика» (ПНИПУ, г. Пермь, 2019, 2020 гг.), XXVI, XXVIII и XXIX международных научных симпозиумах «НЕДЕЛЯ ГОРНЯКА» (НИТУ МИСиС, г. Москва, 2018, 2020, 2021 гг.), *International Conference on Applied Innovation in IT* (г. Кётен, ФРГ, 2020 г.),

конференции молодых исследователей России по электротехнике и электронике *IEEE* (2021 *ElConRus*) (ЛЭТИ, г. Санкт-Петербург, 2021 г.).

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 7 работ (из них 2 работы опубликованы в изданиях, входящих в международные системы цитирования *SCOPUS* и *Web of Science*, 2 работы – в изданиях, рекомендованных ВАК РФ), получено одно свидетельство о государственной регистрации базы данных.

Личный вклад автора состоит в анализе существующего программно-аппаратного обеспечения, используемого нефтедобывающими компаниями для моделирования и расчета электропотребления УЭЦН; разработке модели электроцентробежного насоса (ЭЦН), позволяющей учитывать влияние параметров электрических режимов на параметры механического оборудования; разработке модели погружного асинхронного электродвигателя (ПЭД), позволяющей учитывать изменение коэффициента мощности двигателя при отклонении напряжения на клеммах двигателя от номинального; разработке методики оптимизации электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос»; проведении экспериментальных исследований на физической модели УЭЦН и в условиях промышленной эксплуатации. В работах в соавторстве личный вклад соискателя составляет не менее 75%.

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1 Анализ типового состава оборудования электротехнического комплекса нефтяного месторождения

Анализ однолинейных схем электроснабжения нефтедобывающих предприятий показал, что типовой структурой ЭТК нефтяного месторождения (НМ) является магистральная структура с сосредоточенными нагрузками [3–5]. Данная структура является типовой также и для горных предприятий [6]. В общем виде структура ЭТК НМ представлена на рисунке 1.1, где: ЭС – внешняя энергосистема, Т – трансформатор, ВЛ – воздушная линия электропередачи, КЛ – кабельная линия электропередачи, ПЭД – погружной электродвигатель, ЭЦН – электроцентробежный насос, СУ – станция управления, АД – асинхронный двигатель, СК – станок-качалка, СН – статическая нагрузка, ПС – подстанция, КТП – комплектная трансформаторная подстанция. Глубина декомпозиции моделей ЭТК – единица оборудования, без разделения на составляющие оборудование компоненты, вне зависимости от его конструктивных особенностей.

Структурно ЭТК НМ разделяется на 3 уровня:

- уровень нагрузки (УЭЦН, штанговая скважинная насосная установка (ШСНУ), СН);
- уровень комплектной трансформаторной подстанции;
- уровень подстанции.

Уровень нагрузки рассматривается как совокупность взаимосвязанных и взаимодействующих подсистем различной физической природы: гидромеханической и электромеханической. Это определяет особенности моделирования взаимодействия элементов, а именно, перечень исходных и наблюдаемых параметров. Для построения моделей с учетом особенностей их взаимодействия ЭТК НМ делится на 3 зоны:

– *A*: система электроснабжения нефтяного месторождения, где регулирование частоты не выполняется (электрическая подсистема). Контролируемый параметр – напряжение (U , В); наблюдаемые параметры: активная мощность (P , Вт), реактивная мощность (Q , ВАр), ток (I , А);

– *B*: электромеханическая подсистема нагрузки, где выполняется регулирование частоты и напряжения. Контролируемые параметры – напряжение (U , В), частота (f , Гц); наблюдаемые параметры: активная мощность (P , Вт), реактивная мощность (Q , ВАр), ток (I , А);

– *C*: гидромеханическая подсистема нагрузки, где регулирование технологических параметров выполняется за счет изменения параметров электромеханической подсистемы. Контролируемые параметры: динамический уровень ($H_{\text{дин}}$, м), буферное давление ($P_{\text{буф}}$, Па), дебит жидкости ($Q_{\text{ж}}$, м³/сут). Наблюдаемые параметры: плотность жидкости ($\rho_{\text{ж}}$, кг/м³), вязкость жидкости (ν , м²/с), объемный коэффициент расширения нефти (B , о.е.). Элементами, не входящими в состав ЭТК, являются рабочий механизм (ЭЦН, станок-качалка) и технологический объект (ТО) – пласт. Пласт характеризуется свойствами жидкости и энергией пласта, которая выражается в виде пластового давления.

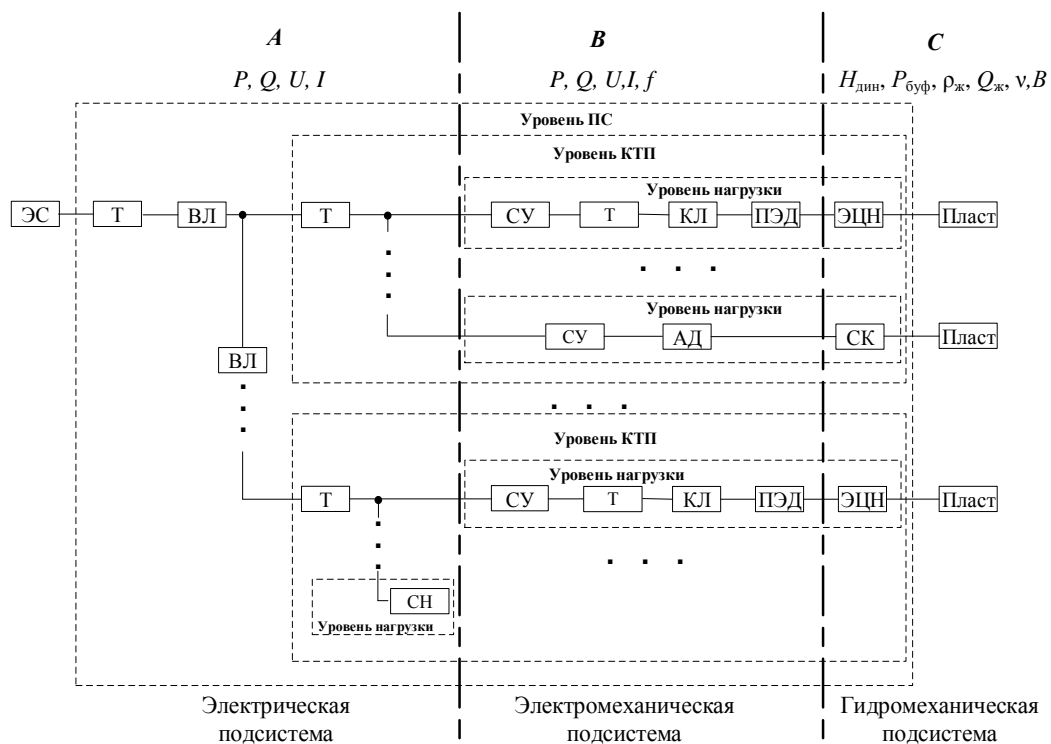


Рисунок 1.1 – Схема ЭТК НМ

Как было отмечено, в процессе подъема пластовой жидкости взаимодействуют подсистемы различной физической природы – гидромеханическая (пласт, жидкость, ЭЦН), электрическая (проводники, трансформаторы, станция управления). Взаимосвязь между этими подсистемами осуществляется посредством электромеханического преобразователя энергии – погружного электродвигателя. Таким образом, исходными данными для расчета потребления электрической энергии ЭТК НМ являются параметры технологического процесса.

УЭЦН состоит из оборудования, расположенного на поверхности и под землей (рисунок 1.2).

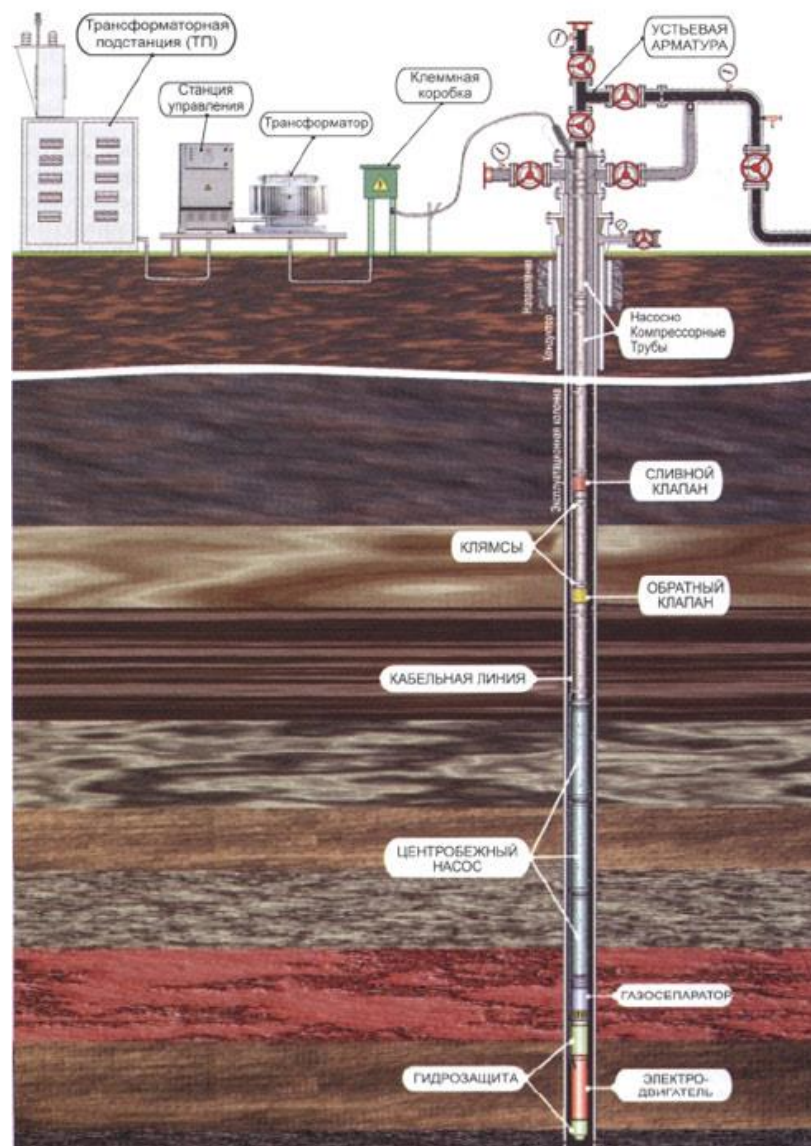


Рисунок 1.2 – Расположение оборудования УЭЦН

К подземной части относятся:

- насос, опускаемый в скважину ниже уровня пластовой жидкости на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ);
- электродвигатель, комплектуемый гидрозащитой;
- погружная кабельная линия (состоит из погружного кабеля и удлинителя).

К наземной части относятся:

- повышающий трансформатор (ТМПН), обеспечивающий необходимый уровень напряжения на клеммах погружного электродвигателя;
- станция управления, выполняющая функции контроля и управления электрическими параметрами УЭЦН;
- трансформаторная подстанция [7–9].

Станция управления

Станции управления предназначены для управления, защиты и контроля параметров установок электроцентробежных насосов и могут работать в ручном и автоматическом режиме, а также позволяют получать сведения о работе погружного оборудования, поддерживать и изменять технологический режим работы скважины в зависимости от текущих пластово-скважинных условий и обеспечивать безаварийную работу оборудования на месторождении. Коэффициент полезного действия (КПД) СУ определяется производителями как постоянная величина, указанная для номинального режима работы станции [10]. При частоте ниже номинальной должен соблюдаться закон регулирования $U/f=const$, при частоте выше номинальной должен соблюдаться закон регулирования $U=const$ [11].

Основными производителями станций управления являются: ООО «ПК «Борец», ГК «Новомет», ООО «НПО «Эталон», ООО «Орион», ГК «Римера», ЗАО «Электон».

Трансформатор

На подстанциях класса напряжения 35 и 110 кВ используются двух- и трехобмоточные масляные трансформаторы с устройством регулирования под

нагрузкой (РПН). Система электроснабжения УЭЦН (рисунок 1.1) включает в себя 2 уровня трансформации напряжения: на уровне КТП напряжение понижается с уровня 6 (10) кВ до уровня 0,4 кВ с использованием трансформаторов серии ТМ(Г), а после шин низкого напряжения КТП напряжение повышается до величины, обеспечивающей величину рабочего напряжения на клеммах погружного электродвигателя трансформаторами ТМПН(Г) [3–5]. Первичные нерегулируемые обмотки низкого напряжения трансформаторов ТМПН(Г) питаются от трехфазного источника напряжением 0,38 либо 0,4 кВ. Диапазон рабочих частот 35...70 Гц. Вторичные обмотки высокого напряжения с регулированием напряжения ступенями от 1 до 6 кВ питают электродвигатели погружных насосов, установленных в нефтяных скважинах. Регулирование напряжения осуществляется переключением отпаяк обмоток двумя переключателями переключения без возбуждения (ПБВ). В трансформаторах для погружных электронасосов обмотки высокого напряжения (ВН) имеют значительное число ступеней регулирования N , которое может достигать значения $N = 25$, $N = 36$ и $N = 49$ [12].

Основными производителя трансформаторов являются: АО «КТЗ», ООО «Тольяттинский трансформатор», ОАО «МЭТЗ им. В. И. Козлова», ТОО «Уральский трансформаторный завод», ОАО «Электроцит Самара».

Линия электропередачи (ЛЭП)

Электроснабжение месторождений осуществляется воздушными линиями электропередачи. На месторождениях, находящихся в эксплуатации длительное время, используются провода марок А и АС, которые при модернизации сетей заменяются на самонесущие изолированные провода (СИП) марки СИП. На новых месторождениях используются провода марки СИП.

Кабельные линии на нефтяном месторождении делятся на 2 группы: «наземные», расположенные на участках «опора-КТП», «КТП-СУ» и погружные, через которые получает питание ПЭД. «Наземные», как правило, выполняются кабелем марки (А)ВБбШв(нг), а погружные – кабелем марок КПБП и КПБК. Погружные кабели могут изготавливаться для работы при температурах до 200 °С, и рассчитаны на воздействия агрессивной среды, а также механических

воздействий. Данные особенности эксплуатации определяют сложную многослойную структуру погружных кабелей.

Большая протяженность кабельных линий (до 2200 м) обуславливает значительные потери мощности и напряжения. Снижение потерь может быть достигнуто за счет увеличения сечения жилы, однако увеличение сечения ограничено малым пространством между корпусом насоса и обсадной колонной скважины [13]. Для соединения кабельной линии с основным кабелем, подающим питающее напряжение от наземного оборудования к погружному электродвигателю, используется кабельный удлинитель. Кабельный удлинитель, в сравнении с основным кабелем, находится в зоне с более высокими температурами, поэтому его, как правило, подбирают более теплостойкого исполнения, чем основной кабель [11].

Основными производителями кабельно-проводниковой продукции среди отечественных компаний являются: ООО «Алмаз», АО «РОССКАТ», АО «Сибкабель», ООО «Камский кабель», ООО «УК «Кавказкабель».

Погружной электродвигатель

Как правило, в УЭЦН используются асинхронные двигатели (АД) с синхронной частотой вращения до 3000 об/мин. Однако в последнее время, в связи со своими более высокими энергетическими характеристиками, приобретают популярность вентильные двигатели (ВД) (КПД для асинхронных ПЭД варьируется в пределах 80,5-84,5%, для вентильных ПЭД 88-94%; коэффициент мощности для асинхронных ПЭД варьируется в пределах 0,83-0,9, для ВД >0,95), но их повсеместное внедрение затруднено их более высокой стоимостью. Мощность выпускаемых двигателей, в зависимости от габарита, может варьироваться от 16 кВт для 96 габарита и до 650 кВт для 185 габарита. Номинальное напряжение двигателей варьируется от 400 до 4000 В, номинальный ток от 10 до 120 А и зависят от параметров двигателя. Скольжение составляет от 2,5% до 6 %. ПЭД могут комплектоваться различными типами датчиков и выполняются для функционирования при температуре окружающей среды до 170 °С в особых типах исполнения [11, 13, 14].

Основными производителями погружных электродвигателей являются: ООО «Алмаз», ООО «ПК «Борец», ГК «Новомет», ГК «Римера», *Schlumberger*, *Baker Hughes* и др.

Электроцентробежный насос

ЭЦН выполняются многоступенчатыми с последовательным соединением рабочих колес. При этом подача остается неизменной, равной подаче одного рабочего колеса, а напор насоса увеличивается прямо пропорционально числу рабочих колес и будет равен сумме напоров, развиваемых каждым рабочим колесом отдельно.

Отечественная промышленность выпускает ЭЦН обычного и износостойкого исполнения, а также повышенной коррозионной стойкости. Наиболее широкое применение нашли насосы габарита от 69 мм до 185 мм; дебит насосов составляет от 20 до 3000 м³/сут.

Коэффициент полезного действия центробежных насосов, выпускаемых российскими производителями, изменяется в широком диапазоне и составляет от 45% до 75%. Как правило, более низкими энергетическими характеристиками обладают насосы с малым дебитом [11, 14].

В настоящее время на рынке электроцентробежных насосов в России присутствует достаточно большое количество производителей, в том числе: ГК «Новомет», ООО «ПК «Борец», ГК «Римера», ООО «Алмаз», ООО «Ижнефтепласт» [7, 15].

Статическая нагрузка

В составе ЭТК НМ, помимо основного технологического оборудования, присутствует также другое разнотипное оборудование, которое не может быть охарактеризовано параметрами технологического процесса. К таким потребителям относятся объекты административно-бытового комплекса (вагоны-сушилки, вагоны-лаборатории, вагоны операторов, жилые городки и т.д.), системы освещения, системы обогрева (системы обогрева счетчиков, греющие кабели и т.д.), скребковые будки, разъемы для подключения при капитальном ремонте

скважин и т.д. Данные объекты характеризуются параметрами напряжения и потребляемой электрической мощности.

Типизация элементов электротехнического комплекса нефтяного месторождения

ЭТК НМ имеет ограниченный набор разновидностей элементов с типовым набором идентичных параметров. При этом ЭТК НМ имеет иерархическую структуру, которая состоит из типовых уровней агрегации элементов (см. рисунок 1.1):

1) уровень нагрузки. Данный уровень представляет из себя цепочку последовательно включенных элементов ЭТК НМ (порядок соединения определяется последовательностью передачи или преобразования мощности, получаемой из электрической сети);

2) уровень КТП. На уровне КТП несколько УЭЦН параллельно получают электрическую энергию от шин низкого напряжения понижающего трансформатора. Таким образом, КТП представляет из себя типовой уровень, на котором к силовому трансформатору последовательно присоединены несколько параллельно соединенных УЭЦН;

3) уровень питающей ПС. На уровне питающей ПС происходит передача электроэнергии от питающей подстанции по линиям электропередачи и ее распределение между КТП. В иерархии ЭТК НМ данный уровень является самым высоким и включает в себя типовые элементы КТП и линий электропередачи.

С учетом описанных свойств элементов ЭТК НМ в целом и оборудования, входящего в его состав, целесообразным видится использование объектно-ориентированного подхода (ООП) при разработке цифровых моделей элементов ЭТК НМ.

1.2 Анализ программных продуктов по расчету и моделированию электрического и механического оборудования нефтяных месторождений

Программы моделирования технологических режимов и подбора погружного оборудования

В настоящее время для решения задач проектирования и управления в нефтегазовой отрасли различные производители предлагают широкий выбор программного обеспечения (ПО), такого как *WellFlo* (*Weatherford*), *SubPump/Perform* (*IHS*), *NovometSel-Pro* (ООО «Новомет-Пермь»), Автотехнолог (РГУ нефти и газа им. Губкина), *RosPump* (ООО «РН-УфаНИПИнефть»), *PIPESIM* (*Schlumberger*) и др. [16, 17].

Данные программные продукты имеют достаточно широкие функциональные возможности для проектирования, моделирования и оптимизации работы нефтяных скважин, эксплуатируемых как в фонтанном, так и в механизированных режимах. В таких программах, как правило, имеется возможность учесть конструкцию (вертикальная, наклонно-направленная и горизонтальная) и геометрию скважины, рассмотреть и сравнить насосы различной конструкции (установки погружных электроцентробежных насосов; установки скважинных винтовых насосов; установки электродиафрагменных насосов; установки винтовых погружных насосов) в циклическом и длительном режимах работы, проектировать комбинированные и многокомпонентные насосные системы, выполнять расчет обсадных колонн и насосно-компрессорных труб.

С точки зрения анализа технологического процесса, при подборе и моделировании работы оборудования учитывается множество технологических факторов и воздействий (эффект от воздействия кислот, солей, гидроразрыва пласта, псевдо скин-факторы из-за неполного вскрытия, различные *PVT* (*pressure, volume, temperature*)-корреляции, корреляции движения жидкости и газа по трубе, корреляции для расчета температуры, различные варианты расчета притока в скважину), имеется возможность адаптации моделей к реальным данным.

Другие функциональные возможности программных комплексов, используемых в настоящее время – моделирование различного скважинного

оборудования и оценка его влияния на рабочую точку УЭЦН; подбор погружного электродвигателя; расчет температурного режима ПЭД и кабеля; расчет энергетической эффективности установок; расчет экономических показателей, показателей надежности. Как правило, ПО позволяет актуализировать информацию по электрическому и механическому оборудованию путем обновления используемых баз данных [18–22].

Современные программные продукты для подбора глубинно-насосного оборудования достаточно разнообразны. Анализ функциональных возможностей ПО [16–22] показывает, что основные решаемые ими задачи относятся к стадии разработки скважин; в стадии эксплуатации подбираются технологические режимы, но при этом малое внимание уделяется электрическим режимам. Во многих программах общепринятые закономерности дополнены и расширены данными многолетних промышленных испытаний, как с точки зрения поведения скважин, так и с точки зрения поведения насосов при функционировании в правой и левой зонах; данными о наличии газа, механических примесей, влиянии различной вязкости добываемой жидкости. Одни программы (например, «*NovometSel-Pro*») имеют функцию подбора оптимальной частоты насоса с учетом необходимых дебита и давления. Другие программы позволяют выполнять узловой анализ скважин (например, «*WellFlo*»); матрично-топологические методы могут быть применимы и для расчета электрических режимов [23].

Однако возникает проблема, что алгоритмы, использующиеся в данном ПО, закодированы, и невозможно оценить заложенные в них модели элементов УЭЦН. В некоторых случаях исходная информация, используемая в различном ПО, может значительно различаться, что приводит к различию в результатах вычислений. При таких обстоятельствах зачастую сложно оценить точность и адекватность предложенных моделей [16].

Программы расчета электрических режимов

На текущий момент для расчета электрических режимов различных предприятий существует широкий набор ПО. Среди них: *SDO-6* (Сибирский энергетический институт им. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск), *RastrWin*

(РОО «Фонд кафедры АЭС им. Д. А. Арзамасцева», г. Екатеринбург), ТКЗ-3000 (Новосибирский проектно-изыскательский и научно-исследовательский проектный институт «Энергосетьпроект», г. Новосибирск), АНАРЭС-2000 (Институт диспетчерского управления ЭС, г. Новосибирск), КАСКАД-РЕТРЕН (ООО «Каскад-НТ», г. Москва), КОСМОС (Институт электродинамики НАН, г. Киев), *Energy CS (CSoftDevelopment*, г. Москва), *PSS®E* (ОАО «ВНИИР», г. Чебоксары), *DigSILENT PowerFactory (DIgSILENTGmbH*, Германия), *EUROSTAG* (АО «НТЦ ЕЭС», г. Санкт-Петербург), *EMTP (POWERSYS France*, Франция) и др.

Данные программы обладают широким перечнем функциональных возможностей, основными из которых являются: расчет и анализ установившихся режимов как при существующих нагрузках, так и с учетом перспективы роста нагрузок; расчет и анализ послеаварийных режимов без учета и с учетом изменения частоты; оптимизация режимов; расчет симметричных и несимметричных коротких замыканий; анализ статической и динамической устойчивости. Помимо этого, каждая из программ имеет свои специфику, особенности и ограничения использования [24–32].

Расчет выполняется, как правило, методом узловых напряжений или контурных токов. Стоит отметить, что при алгоритмизации расчетов для определения параметров режимов больших объектов используются элементы теории графов. Потребители представляются обобщенными параметрами в виде суммарных потребляемых в узле мощностей, либо же параметрами схемы замещения (электрическими величинами). В связи с этим, возникает проблема конвертирования параметров технологического режима к формам представления, используемым в алгоритмах расчета установившихся режимов работы электрической сети.

Автоматизированные системы управления технологическим процессом нефтедобывающих предприятий

В настоящее время существует достаточно большое количество автоматизированных систем управления технологическим процессом, используемых на НМ: *HoneyWell (HoneyWell*, США), Телескоп+ (НПО «Прорыв»,

г. Москва), Пирамида 2000 (АО ГК «Системы и Технологии», г. Владимир), *OIS+* (ЗАО «ГИС-АСУпроект, г. Нижневартовск) и др.

К задачам, решаемым данными системами, относятся: автоматизированный сбор и хранение информации о параметрах и нарушениях технологических и электрических режимов; представление текущей информации пользователям системы, мониторинг и диагностики состояния оборудования в реальном времени; составление и согласование балансов по добываемой жидкости, нефти, газу и воде; формирование отчетных документов; визуализация данных; управление данными по работам (выполненным, текущим, планируемым) и необходимому для этого оборудованию и материалам, информацией о движении фонда и объемах добычи. Тем не менее, анализ показал, что данные программные продукты не адаптированы к решению задач моделирования на основе имеющихся архивных данных [33–35].

Анализ применимости ПО для моделирования электропотребления для повышения энергетической эффективности УЭЦН показал, что данная задача может быть сформулирована как снижение потребления электрической энергии установкой при сохранении объемов добычи флюида. Обобщая анализ функциональных возможностей используемого на отраслевых предприятиях ПО, можно сделать вывод, что решение поставленной задачи лежит на пересечении функциональных возможностей рассмотренных программных продуктов [16–35]. С позиций функционала ПО по подбору технологических режимов и оборудования НМ, необходимо знать различные параметры и особенности скважины, а также особенности функционирования оборудования, которое установлено на скважине. С позиций функционала программ по моделированию электрических режимов, необходимо знать алгоритмы расчета электрических режимов в разветвленных электрических сетях с несколькими уровнями напряжения. С позиций функционала систем мониторинга и планирования параметров технологического процесса, необходимо иметь информацию о технологических режимах и электропотреблении УЭЦН, в том числе, для корректировки моделей, ведь с течением времени поведение скважины может меняться, и учесть это изменение иногда возможно только эмпирическим путем.

1.3 Основные методы управления режимами установок электроцентробежных насосов

В процессе эксплуатации скважин неизбежно меняются их производительность и пластовые условия, что может быть связано с рядом причин [36, 37]. В свою очередь, одним из результатов данных изменений может стать срыв подачи насоса. Если не прибегать к геолого-техническим мероприятиям, то избежать срыва подачи можно путем регулирования отбора скважинной продукции. Основными способами регулирования являются дросселирование (при помощи штуцера, устанавливаемого в начале выкидной линии) и частотное регулирование для управления насосом (осуществляется станцией управления) [38–41]. Классификация способов регулирования производительности погружных электроцентробежных насосов представлена на рисунке 1.3.



Рисунок 1.3 – Классификация способов регулирования производительности погружных электроцентробежных насосов

Типичны ситуации, когда при частотном регулировании и дросселировании величина воздействия на скважину определяется опытным путем, кроме того, на нефтяных месторождениях достаточно редко встречается комбинированное регулирование, что оставляет потенциал для повышения энергетической эффективности.

1.4 Физическое моделирование электротехнических комплексов

Проведение экспериментов на реальных объектах является достаточно сложной задачей, которая может требовать значительных материальных и временных затрат. Вдобавок, при проведении экспериментов на реальном объекте может нарушиться сложный технологический процесс.

Одним из подходов, позволяющих оценить влияние различных воздействий на реальный объект без проведения экспериментов на нем, является физическое моделирование. Отличительной особенностью данного вида моделирования является то, что при проведении экспериментов на физических моделях с определенной долей полноты могут быть отображены физические процессы, протекающие в реальном объекте.

Физическое моделирование основано на принципах теории подобия, где контролируемые и наблюдаемые величины модели и оригинала масштабируются определенным образом. Для построения моделей сложных объектов их следует описывать набором параметров.

Для асинхронного двигателя значимыми параметрами являются коэффициент активной мощности ($\cos \varphi$), мощность на валу двигателя (P_2), коэффициент полезного действия (η) [42]:

$$P_2 = f(Q, H_{\text{дин}}, P_{\text{буф}}, P_{\text{ж}}, v, B), \quad (1.1)$$

$$\cos \varphi = f(P_2), \quad (1.2)$$

$$\eta = f(P_2), \quad (1.3)$$

$$P = f(P_2, \eta), \quad (1.4)$$

$$Q = f(P_2, \eta, \cos \varphi). \quad (1.5)$$

При построении моделей следует учитывать, что подобие может быть аффинным, и это должно учитываться при обработке экспериментальных данных. Для различных моделей асинхронных двигателей масштабные коэффициенты изменения характеристик коэффициента активной мощности, мощности на валу

двигателя и коэффициента полезного действия могут быть не равны. Тогда критерии подобия записываются следующим [43]:

$$\frac{\cos \varphi_{(1)}}{\cos \varphi_{(2)}} = \pi_{\cos \varphi}; \frac{P_{2(1)}}{P_{2(2)}} = \pi_P; \frac{\eta_{(1)}}{\eta_{(2)}} = \pi_{\eta}; \frac{K_{3(1)}}{K_{3(2)}} = \pi_3; \pi_{\cos \varphi} \neq \pi_P \neq \pi_{\eta} \neq \pi_3. \quad (1.6)$$

где индексы (1) и (2) обозначают параметры оригинала и модели соответственно, π – коэффициенты подобия.

Применительно к электротехническим комплексам объектов механизированной добычи нефти наибольший интерес для физического моделирования представляет система «ПЭД – ЭЦН», входящая в состав УЭЦН. Как правило, УЭЦН оборудуются станциями управления с функциями регулирования частоты. Проверка результатов расчетов эффективности изменения технологических режимов для повышения энергетической эффективности УЭЦН на лабораторных установках может представлять значительный интерес.

1.5 Функциональные возможности современных автоматизированных систем учета электрической энергии

Современные нефтедобывающие предприятия для учета электроэнергии используют автоматизированные системы коммерческого (АСКУЭ) и технического учета электроэнергии (АСТУЭ). Учет электрической энергии на нефтедобывающих предприятиях имеет важное значение, так как постоянное отслеживание трендов электропотребления с привязкой к технологическому процессу позволяет оценивать показатели энергоэффективности технологического процесса и своевременно принимать меры воздействия при их ухудшении.

Типовая схема АСКУЭ и АСТУЭ (на примере нефтедобывающего предприятия) приведена на рисунке 1.4. Количество точек учета для АСТУЭ, как правило, в 5–10 раз больше точек учета в АСКУЭ.

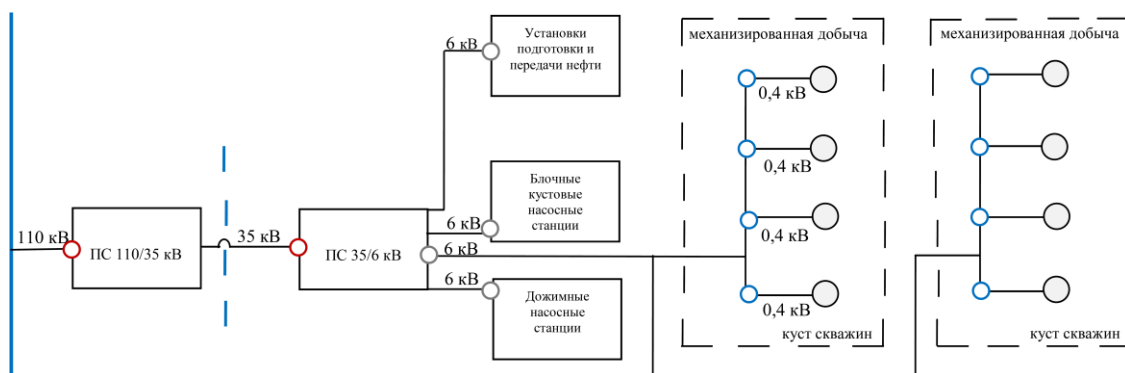


Рисунок 1.4 – Структура АСКУЭ и АСТУЭ для нефтедобывающего предприятия

Задачи, которые должны решаться с помощью АСКУЭ, на отраслевых предприятиях:

- учет потребляемой электроэнергии;
- участие в открытом рынке энергетической мощности и покупка электроэнергии по оптовой (более выгодной) цене.

Задачи, которые должны решаться с помощью АСТУЭ, на отраслевых предприятиях:

- учет и планирование электропотребления на промыслах;
- определение удельного расхода электроэнергии по технологическим процессам [44].

В официальных нормативных документах в области энергетики, в частности, «Энергетической стратегии России до 2035 года» [1], «Плане мероприятий Национальной технологической инициативы» [2] и федеральном законе №261 «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности» [45] сделаны акценты на наиболее актуальные проблемы в электроэнергетике добывающих отраслей, среди которых:

- 1) диспропорция между заявляемыми характеристиками электропотребления при технологическом присоединении и их последующими фактическими значениями;

2) недостаточный уровень автоматизации технологических процессов и повышение уязвимости объектов, связанное с усложнением систем и алгоритмов управления этими объектами;

3) замедление роста мирового спроса на нефть после 2025 года с возможным достижением пика спроса ранее 2030-х годов;

4) увеличение себестоимости добычи нефти вследствие преобладания трудноизвлекаемых запасов, вводимых в разработку, и высокой выработанности «зрелых» месторождений.

В вышеобозначенных документах указаны ключевые направления развития топливно-энергетического комплекса:

1) в области энергосбережения и энергоэффективности стратегической задачей является развитие энергосбережения и повышения энергетической эффективности в отраслях топливно-энергетического комплекса;

2) обновление и развитие на передовой технологической базе и интеллектуализация систем контроля и управления сети нефтепродуктопроводов.

Применительно к нефтяной отрасли, реализация «Энергетической стратегии РФ» будет заключаться в снижении удельного потребления электрической энергии на единицу нефтепродукта. Процесс добычи нефти является достаточно сложным и многоэтапным. Нужно учитывать, что большая часть энергии, затрачиваемой на подъем пластовой жидкости, используется на покрытие потерь в электрическом и механическом оборудовании (рисунок 1.5) [3–5].

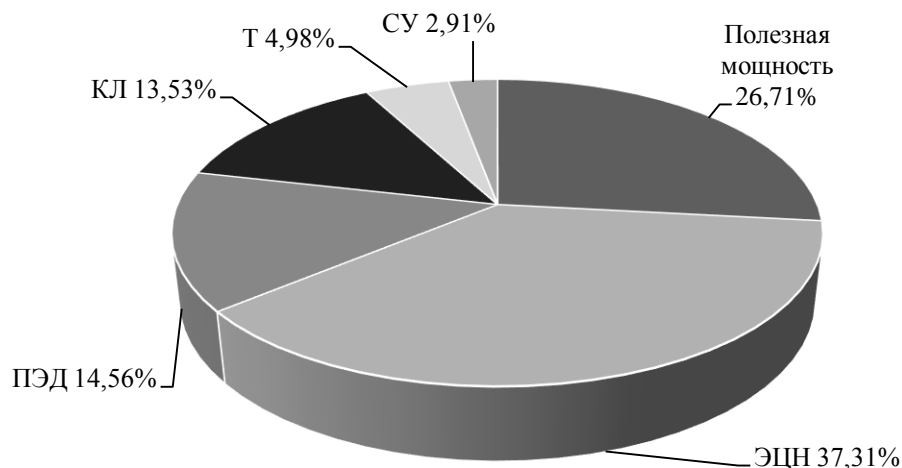


Рисунок 1.5 – Структура потерь мощности в элементах УЭЦН

Как видно, наибольшее количество потерь приходится на насос, погружной электрический двигатель и кабельную линию. При этом стоит учесть, что имеется тенденция к оснащению скважин станциями управления с функциями частотного регулирования, а насосы не всегда работают в оптимальной рабочей точке. Таким образом, имеется потенциал энергосбережения.

Одной из наиболее важных задач при планировании и оценке эффективности текущего технологического режима является получение актуальной информации о параметрах режима. Для решения этой задачи необходимо иметь соответствующие системы мониторинга, отвечающие последним требованиям. Современным стандартом в области электроэнергетики, который регламентирует архитектуру систем связи, а также протоколы связи на подстанциях и линейном оборудовании является ГОСТ Р МЭК 61850-7-1-2009 «Сети и системы связи на подстанциях. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования» [46]. Структурная схема связи элементов ЭТК НМ и систем управления технологическими процессами предприятия на основе данного стандарта представлена на рисунке 1.6.

В иерархической структуре оборудования, согласно данному стандарту, выделяется 3 уровня: уровень процессов, уровень присоединения, уровень станции. Функцией уровня процессов является сбор и передача данных (о параметрах технологического и электрического режимов). Функциями уровня присоединения являются защита (защита ПЭД по недогрузу, защита от срыва подачи, защита от коротких замыканий и т.п.) и управление (регулирование частоты напряжения станции управления, обеспечение периодического режима работы скважины и т.п.). Уровень станции осуществляет функции диспетчерского центра.

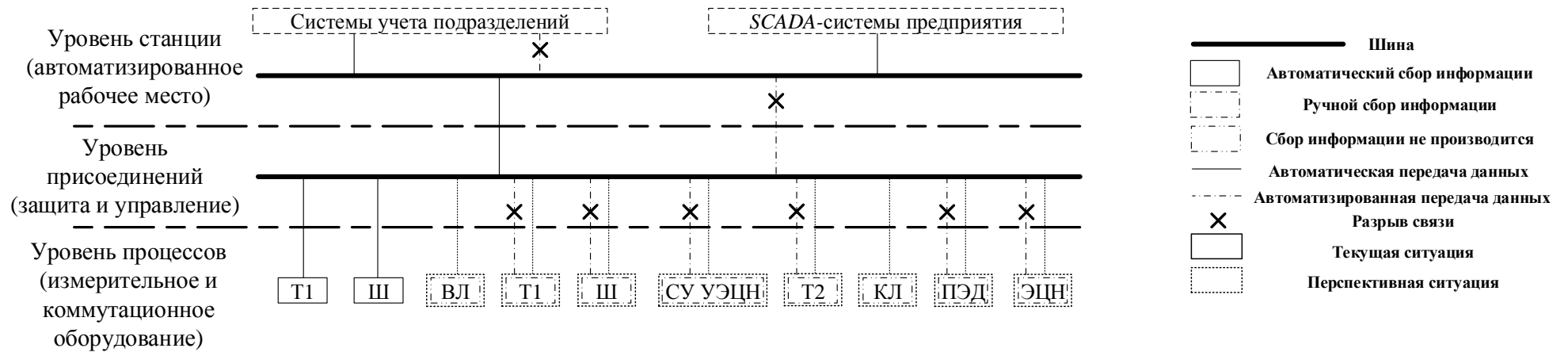


Рисунок 1.6 – Структурная схема связи элементов ЭТК НМ и систем управления технологическими процессами предприятия

T1 – понижающий трансформатор, Ш – шина, ВЛ – воздушная линия электропередачи, T2 – повышающий трансформатор (ТМПН), КЛ – кабельная линия электропередачи, СУ УЭЦН – станция управления установкой электроцентробежного насоса, ПЭД – погружной электрический двигатель, ЭЦН – электроцентробежный насос

Выводы по главе 1

1. Анализ структуры электротехнического комплекса нефтедобывающих предприятий показал, что электротехнические комплексы нефтяных месторождений выполнены по магистральной схеме с сосредоточенными нагрузками с односторонним питанием. Данную особенность следует учитывать при выборе математического аппарата для расчета параметров электропотребления элементами электротехнического комплекса нефтяного месторождения.

2. Электротехнический комплекс нефтяных месторождений имеет иерархическую структуру, которая на определенных уровнях состоит типового набора оборудования, которое, тем не менее, имеет отличие в характеристиках, а также оказывает взаимное влияние друг на друга. В связи с этим, при разработке моделей типовых элементов электротехнического комплекса нефтяного месторождения целесообразно использовать объектно-ориентированный подход.

3. Оборудованием, обеспечивающим взаимодействие электромеханической и гидромеханической подсистем, является система «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос».

4. В настоящее время на нефтедобывающих предприятиях системами мониторинга отслеживается достаточно большое количество параметров технологического процесса. Из имеющегося массива параметров необходимо выделить те, которые оказывают наиболее существенное влияние на величину электропотребления и должны быть учтены в расчетах.

5. При управлении технологическими режимами установок электроцентробежных насосов оценка величины воздействия выполняется, зачастую, эмпирическим путем, в связи с чем может оставаться потенциал повышения энергетической эффективности. Актуальной является разработка методики оптимизации электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос», которая бы позволяла аналитически определять степень воздействия на оборудование с учетом технических и технологических ограничений.

6. Апробация разрабатываемых моделей без постановки экспериментов на реальном объекте с сохранением физической природы процессов может быть реализована на основе разработки физических моделей. В связи с этим необходимо разработать подход к моделированию системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» на лабораторном исследовательском стенде.

Таким образом, научными задачами исследования являются:

- разработать метод повышения энергетической эффективности функционирования системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» с учетом особенностей оборудования, используемого на объектах нефтедобычи, и существующих технологических ограничений;

- разработать математические зависимости параметров функционирования погружного электрического двигателя и электроцентробежного насоса от текущих параметров технологического процесса и электрического режима;

- разработать методику оптимизации электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос», учитывающую параметры оборудования и технологические ограничения;

- разработать цифровую модель системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос»; верифицировать результаты моделирования электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» на физической модели электротехнического комплекса участка нефтяного месторождения, а также в условиях промышленной эксплуатации.

2 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ЭЛЕМЕНТАМИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 Выбор методов расчета электрических режимов электротехнического комплекса нефтяного месторождения

Изменение параметров технологического режима может быть обусловлено изменением геологических условий в нефтяном пласте, а также может быть связано с проведением геолого-технических мероприятий. Стоит отметить, что скорость изменения параметров технологического режима в процессе эксплуатации нефтяного месторождения настолько мала, что не приводит к переходным электрическим режимам. В связи с этим можно считать электрический режим квазиустановившимся.

Расчет установившегося режима, сводящийся к решению уравнений установившихся режимов (УУР), возможен методами, которые можно разделить на следующие две группы [47, 48]:

1) поузловые методы, предусматривающие последовательное, друг за другом, итеративное решение УУР, относящихся к одному узлу. К числу поузловых методов относятся: метод простой итерации, метод Гаусса-Зейделя, методы поузлового решения линеаризованной по Ньютону системы УУР, градиентные методы;

2) системные методы, предусматривающие на каждой итерации одновременное решение УУР сразу для всех узлов; итерации при этом требуются для учета нелинейностей, вызванных заданием мощностей в узлах. К числу системных методов относятся: методы, использующие обращенную форму УУР, прямое решение УУР методом Гаусса с упорядоченным исключением неизвестных, метод Ньютона и его модификации [48].

В целом, для анализа замкнутых цепей используются метод узловых потенциалов, контурных токов, метод коэффициентов распределения, метод

разрезания контуров. Стоит отметить, что некоторые методы расчета замкнутых цепей приводят конфигурацию цепи к разомкнутой [49–52].

Анализ структуры системы электроснабжения исследуемого объекта показывает, что она относится к разомкнутой сети, так как питание каждой нагрузки осуществляется только с одной стороны, а каждый узел получает питание не более, чем от одной ветви. В случае отключения любой ветви прекращается питание всех нагрузок, мощность которых течет по этой ветви. В расчетах установившихся режимов электрических систем нелинейность пассивных элементов, как правило, не учитывается. В этом смысле продольная часть схемы замещения всегда линейна. В то же время, как правило, при расчетах установившихся режимов электрических систем учитываются нелинейные характеристики источников тока. Нелинейность источников тока соответствует заданию в узлах нагрузки потребителей или генераторов с постоянной мощностью либо заданию нагрузки ее статическими характеристиками, определяющими зависимость мощности от напряжения. Установившиеся режимы электрических систем с нелинейными источниками тока описываются нелинейными алгебраическими уравнениями.

При данной конфигурации системы, как правило, используется следующая форма записи уравнений, определяющих взаимосвязь параметров установившегося режима электрической системы [53–57]:

$$\mathbf{J} = \dot{\mathbf{U}} \mathbf{Z}^{-1}, \quad (2.1)$$

где \mathbf{J} – вектор задающих токов, $\dot{\mathbf{U}}$ – вектор напряжений, $\mathbf{Z}^{-1} = \dot{\mathbf{Y}}$ – обратная матрица сопротивлений.

В форме баланса мощности для i -го узла уравнение (2.1) записывается в виде:

$$U_i^* \left(\dot{Y}_{ii} \dot{U}_i - \sum_{j \in J} \dot{Y}_{ij} \dot{U}_j \right) = S_i^*, \quad (2.2)$$

где J – множество узлов, инцидентных с узлом i ; i – узел начала элемента; j – узел конца элемента; «*» – символ, обозначающий комплексное сопряженное число;

\dot{Y}_{ij} – комплексная проводимость ветви; \dot{Y}_{ii} – комплексная проводимость узла; S – полная мощность.

Для сетей такой структуры, как правило, применяются несколько методов расчета [52, 58].

Расчет по известным мощности и напряжению в начале участка

Задается мощность источника \dot{S}_i и его напряжение \dot{U}_i .

В соответствии с тем, что любой элемент электрической сети обладает некоторым сопротивлением $\dot{Z} = R + iX$ (где R – активное сопротивление ветви, X – реактивное сопротивление ветви), при протекании указанной мощности через него в нем будут происходить потери мощности:

$$\Delta \dot{S} = \dot{S}_i - \dot{S}_j = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} \cdot \dot{Z}_{ij}, \quad (2.3)$$

и падение напряжения в этом элементе

$$\Delta \dot{U}_{ij} = \dot{U}_i - \dot{U}_j = \frac{\dot{S}_i^*}{\dot{U}_i} \cdot \dot{Z}_{ij}. \quad (2.4)$$

Расчет по известным мощности и напряжению в конце участка

При известных значениях потребляемой мощности \dot{S}_j и уровне напряжения \dot{U}_j на шинах конечного потребителя можно определить потери в предыдущем элементе сети.

В соответствии с тем, что любой элемент сети обладает некоторым сопротивлением \dot{Z} , при протекании указанной мощности через него в нем будут происходить потери мощности:

$$\Delta \dot{S}_{ij} = \dot{S}_i - \dot{S}_j = \frac{P_j^2 + Q_j^2}{U_j^2} \cdot \dot{Z}_{ij}, \quad (2.5)$$

и падение напряжения в этом элементе:

$$\Delta \dot{U}_{ij} = \dot{U}_i - \dot{U}_j = \frac{\dot{S}_j^*}{\dot{U}_j} \cdot \dot{Z}_{ij}. \quad (2.6)$$

Расчет по известным мощности конца участка и напряжению начала

В большинстве случаев встречается ситуация, когда имеются данные о напряжении источника питания и мощности нагрузки. В таком случае следует выполнять итерационный расчет.

На первом этапе задаются начальным приближением напряжения потребителя $\dot{U}_j^{(0)}$, исходя из этого приближения определяют величину тока:

$$\dot{I}_{ij}^{(0)} = \frac{P_j - iQ_j}{\sqrt{3} \cdot \dot{U}_j^{(0)}}, \quad (2.7)$$

где индекс (0) означает номер итерации.

Затем найденный ток подставляется в уравнение для определения потерь:

$$\Delta \dot{S}_{ij}^{(1)} = \left(\frac{P_j^2 + Q_j^2}{\left(\dot{U}_j^{(0)} \right)^2} \right) \cdot \dot{Z}_{ij}. \quad (2.8)$$

Определяется величина мощности на источнике:

$$\dot{S}_i^{(0)} = \dot{S}_j + \Delta \dot{S}_{ij}^{(1)}. \quad (2.9)$$

Определяется величина падения напряжения на элементе:

$$\Delta \dot{U}_{ij}^{(1)} = \dot{I}_{ij}^{(1)} \cdot \dot{Z}_{ij}. \quad (2.10)$$

Определяется напряжение в конце участка:

$$\dot{U}_j^{(1)} = \frac{\dot{U}_i^{(1)} - \Delta \dot{U}_{ij}^{(1)}}{K_T}, \quad (2.11)$$

где K_T – коэффициент трансформации ветви.

Данный цикл повторяется до тех пор, пока различие между определенными значениями напряжения на различных итерациях для узлов нагрузки не окажется в рамках заданной погрешности:

$$\left| \dot{U}_j^{(p+1)} - \dot{U}_j^{(p)} \right| < \varepsilon, \quad (2.12)$$

где p – номер итерации.

2.2 Разработка моделей элементов электротехнического комплекса нефтяного месторождения

Для моделирования работы оборудования и режимов ЭТК элементы принято представлять при помощи схем замещения. Схемы замещения могут иметь различный размер и сложность, от двухполюсника до многоконтурных схем с большим количеством последовательно и параллельно соединенных элементов. Как показывает практика, большие схемы используются для исследования работы отдельных элементов, а для моделирования режимов работы ЭТК используют двухполюсники, Г-, Т- и П-образные схемы замещения. Варианты представления схем замещения элементов ЭТК представлены в таблице 2.1 [50].

Таблица 2.1 – Варианты представления схем замещения элементов ЭТК

Вариант	Генератор	Нагрузка	Трансформатор	ЛЭП
1	Задающий ток	Задающий ток	Задающие токи и двухполюсник	Задающий ток
2	Задающий ток	Задающий ток	Четырехполюсник	Двухполюсник
3	Задающий ток	Четырехполюсник	Четырехполюсник	Двухполюсник
4	Параллельно включенный двухполюсник	Четырехполюсник	Четырехполюсник	Двухполюсник

Варианты представления исходных данных для расчетов режимов ЭТК, представлены в таблице 2.2 [50].

Таблица 2.2 – Вариант представления исходных данных для задачи расчета режимов ЭТК

Элемент ЭТК		Заданные значения	Искомые значения
Электростанции, генераторы	Вариант А	Активная мощность P Реактивная мощность Q	Величина напряжения U Фазовый угол напряжения δ
	Вариант В	Активная мощность P Величина напряжения U	Реактивная мощность Q Фазовый угол напряжения δ
Потребители (нагрузки)		Активная мощность P Реактивная мощность Q	Величина напряжения U Фазовый угол напряжения δ
ЛЭП, трансформаторы		Полное сопротивление Z Коэффициент трансформации K_T	Величина тока I Активная мощность P Реактивная мощность Q
Потери в сети		—	Активные потери ΔP_i Реактивные потери ΔQ

В настоящее время существует несколько систем координат для записи уравнений элементов электрической сети, таких как [48]:

- система фазных координат (a, b, c) ;
- неподвижная система координат (α, β) ;
- синхронно вращающаяся система координат (u, v) ;
- жестко связанная с ротором вращающаяся система координат (d, q) .

Как указывается в [59, 60], наиболее удобными для моделирования являются системы в координатах (α, β) и (u, v) . Однако стоит отметить, что в последнее время полные уравнения Парка-Горева применяются не только для моделирования электродвигателей, но и для всех элементов электрической сети [48, 60–63].

В то же время стоит учитывать, что возможны 2 основных варианта записи этих уравнений: в осях d, q , вращающихся вместе с ротором двигателя, и в осях d, q , вращающихся вместе с ротором генератора, от которого этот двигатель получает электроэнергию.

Обособленное рассмотрение элементов ЭТК не представляет интереса при моделировании электрических режимов, в отличие от рассмотрения совместной работы элементов, объединенных в систему. При этом любой потребитель, в том числе асинхронный двигатель получает электроэнергию от определенного узла электрической сети, который, в свою очередь, питается от генераторов системы. В связи с этим, при использовании вращающейся системы координат (d, q) наиболее рациональным решением будет привести все элементы узла к осям какого-либо генератора [48, 60]. На основании вышеизложенного подхода разработаны модели элементов ЭТК, которые представляются в виде последовательного соединения активного и реактивного сопротивлений. В общем виде схема замещения элемента ЭТК представлена на рисунке 2.1, где i – узел начала элемента; j – узел конца элемента; r – активное сопротивление элемента, Ом; x – реактивное сопротивления элемента, Ом; U_i – напряжение в начале элемента, В; U_j – напряжение в конце элемента, В; ΔP_{const} , ΔP_{var} – постоянные и переменные потери активной мощности, Вт; ΔQ_{const} , ΔQ_{var} – постоянные и переменные потери реактивной мощности, ВАр.

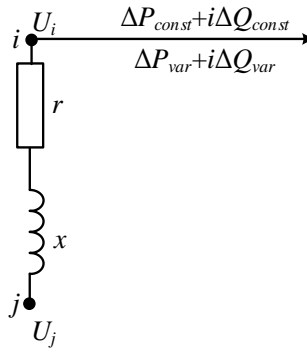


Рисунок 2.1 – Схема замещения элемента ЭТК

Анализ типовой структурной схемы АСТУЭ (рисунок 1.4) показал, что точки измерения для объектов механизированной добычи НМ, как правило, находятся на вводе низкого напряжения трансформатора КТП. Оцениваемым параметром является потребление активной электрической энергии объектами, находящимися ниже прибора учета. Следует отметить, что на параметры электропотребления оказывают влияние также и показатели качества электроэнергии, в том числе высшие гармоники (ВГ), которые присутствуют в сети из-за широкого применения частотных преобразователей.

Оценка влияния гармонических составляющих на результаты расчетов оценивается через функцию невязки, записанную в виде:

$$F(C'_j) = \sum_{i=1}^N q_j^{(i)2} \cdot (C'_j), \quad (2.13)$$

где $(C'_j) = (c_{j0}, c_{j1}, \dots, c_{jn})$ – вектор оцениваемых параметров; N – количество измерений; $q_j^{(i)}$ – значение невязки между j -м выходом $(j = \overline{1, N})$ модели и объекта для i -го измерения $(i = \overline{1, N})$:

$$q_j^{(i)} = c_{j0} + \sum_{k=1}^n c_{jk} x_k^{(i)} - y_j^{(i)}, \quad (2.14)$$

где x, y – входная и выходная переменные состояния, n – число входов объекта.

Искомые значения параметров C'_j будут определяться из решения системы линейных уравнений вида:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial F(C_j)}{\partial c_{j0}} &= 2 \sum_{i=1}^N \left[c_{j0} + \sum_{k=1}^n (c_{jk} x_k^{(i)} - y_j^{(i)}) \right] = 0; \\ \frac{\partial F(C_j)}{\partial c_{jl}} &= 2 \sum_{i=1}^N \left[c_{j0} + \sum_{k=1}^n (c_{jk} x_k^{(i)} - y_j^{(i)}) \right] x_l^{(i)} = 0; \end{aligned} \right\}, \quad (2.15)$$

где $l = \overline{1, n}$ – номер входа объекта.

Для оценки параметров режимов ЭТК используется разложение в виде гармонического ряда Фурье. Рассмотрим процедуру идентификации параметров модели, описывающих псевдоизмерения в виде гармонического разложения.

Известно, что разложение измеряемых параметров для псевдоизмерения Z_{pr} в виде гармонического ряда представляется в виде:

$$Z_{pr} = c_{r0} + \sum_{g=1}^q (c_{rg} \cos \omega_g t + d_{rg} \sin \omega_g t) + \xi_{pr}, \quad r = \overline{1, z}, \quad (2.16)$$

где c_{r0} – постоянная составляющая псевдоизмерения; c_{rg} , d_{rg} – коэффициенты разложения; z – число псевдоизмерений; ξ_{pr} – белый шум; ω_g – частота g -й гармоники; g – число гармоник, определяемое как $g = N/2$.

Для каждого идентифицируемого псевдоизмерения параметры гармоник разложения (модуль C_{rg} и фазу ψ_{rg}) определяются через соответствующие параметры той же гармоники A_{ig} , ψ_{ig} , обнаруживаемые в разложениях всех n измерений, в виде следующих линейных зависимостей:

$$C_{rg} = \sum_{i=1}^n \alpha_{rig} A_{ig}, \quad g = \overline{1, n}; \quad (2.17)$$

$$\psi_{rg} = \sum_{i=1}^n (\psi_{ig} + \psi_{rig}) \beta_{rig}, \quad (2.18)$$

где ψ_{rig} – разность фаз g -й гармоники i -го измерения и r -го псевдоизмерения; β_{rig} – весовой коэффициент.

Для определения коэффициентов α_{rig} используется система линейных алгебраических уравнений следующего вида:

$$\sum_{m=1}^M \left[C_{rg}(m) - \sum_{i=1}^n \alpha_{rig} A_{ig}(m) \right] \cdot \sum_{i=1}^n A_{ig}(m) = 0, \quad g = \overline{0, n}, \quad (2.19)$$

или в векторной форме

$$\mathbf{A}_r^T \mathbf{A}_r \boldsymbol{\alpha}_{rg} = \mathbf{A}_r^T \mathbf{C}_{rg}, \quad (2.20)$$

где $C_{rg}(m)$, $A_{ig}(m)$ – выборки для модулей соответствующих гармоник псевдоизмерений и измерений; \mathbf{A}_r – матрица r -й гармоники, составленная из элементов $A_{ig}(m)$ и имеющая n столбцов и M строк (равное количеству выходов объекта); $\boldsymbol{\alpha}_{rg}$ – вектор из n элементов α_{rig} ; \mathbf{C}_{rg} – вектор из M элементов $C_{rg}(m)$.

Аналогичная процедура используется и для идентификации параметров ψ_{rig} [55].

При моделировании электропотребления следует оценить влияние высших гармоник на данную величину. В случае, если влияние существенно, необходимо адаптировать модели таким образом, чтобы они его учитывали.

Особенности организационной структуры отраслевого предприятия накладывают определенные ограничения на получение исходной информации о параметрах установленного оборудования и параметрах технологического режима. Так, в документах, содержащих информацию об оборудовании, могут быть представлены лишь номинальные параметры оборудования, а в документах с параметрами режима может быть представлена лишь информация о среднемесячных показателях намечаемого режима. Данные ограничения следует учитывать при разработке моделей элементов ЭТК НМ, выделив источники, предоставляющие доступную, подробную, актуальную и достаточную информацию о необходимых параметрах.

Станция управления

Станция управления выполняет функции преобразователя частоты (ПЧ), а также устройства компенсации реактивной мощности.

Станция управления моделируется как идеальный трансформатор с коэффициентом трансформации $K_{cy} = f / 50$, где f – частота на выходе станции управления.

Величина сюръекций мощности в узел начала элемента определяется величиной потерь мощности в этом элементе и вычисляется на основании параметров рассчитанного режима и установленного оборудования по формулам:

$$\Delta P_{cy} = P_{cy} \cdot \left(\frac{1}{\eta_{cy}} - 1 \right), \quad (2.21)$$

где P_{cy} – мощность на входе станции управления, Вт; η_{cy} – КПД станции управления, о.е.

$$\Delta Q_{cy} = Q_{cy} \cdot (\cos \varphi_{cy} - \cos \varphi_{cyном}), \quad (2.22)$$

где Q_{cy} – реактивная мощность на входе станции управления, ВАр; $\cos \varphi_{cyном}$ – паспортное значение коэффициента мощности станции управления, о.е.; $\cos \varphi_{cy}$ – коэффициент мощности на входе станции управления, о.е.

Схема замещения станции управления представлена на рисунке 2.2.

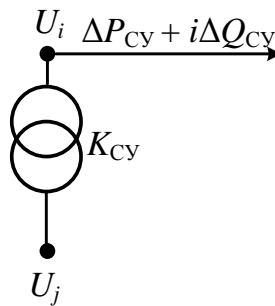


Рисунок 2.2 – Схема замещения станции управления

Трансформатор

В большинстве рабочих режимов трансформаторов токи обмоток во много раз превышают ток намагничивания, который мало отличается от тока холостого хода. В таких режимах возможно пренебрежение током намагничивания. При этом допущении намагничивающая сила отсутствует, но магнитный поток в магнитопроводе существует. Это соответствует допущению бесконечной магнитной проницаемости стали. Однако следует учитывать, что пренебрежение током намагничивания при небольших нагрузках трансформатора вносит определенную погрешность в результаты расчетов [48].

На основе анализа зависимости тока намагничивания от загрузки трансформатора (рисунок 2.3) получается, что при загрузке трансформаторов на 28-68%, что соответствует реальной текущей загрузке трансформаторов рассматриваемого объекта, ток намагничивания составляет 3-8 % тока нагрузки по стороне высокого напряжения. Из этого следует, что пренебрежение данным током вносит значительную погрешность в расчеты.

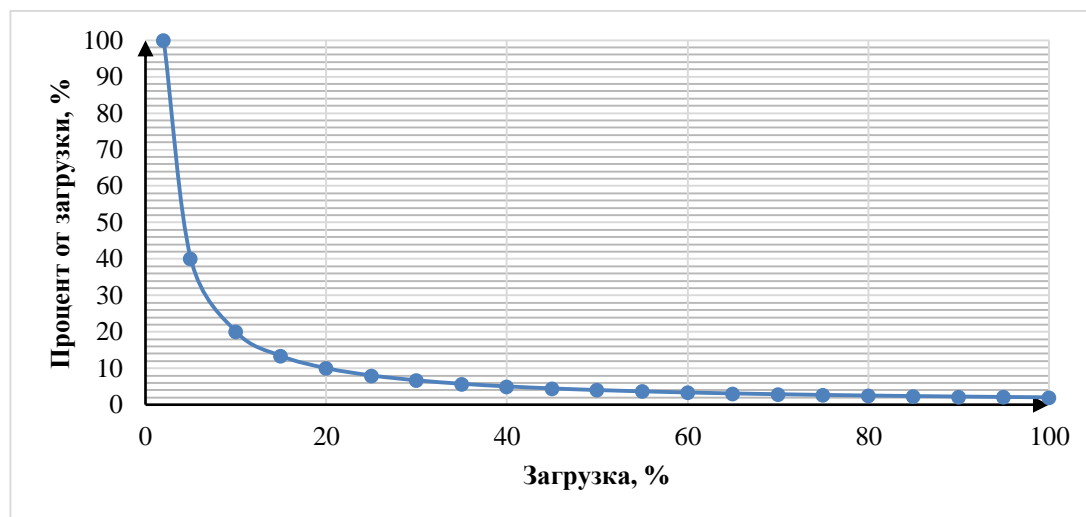


Рисунок 2.3 – Зависимость тока намагничивания в процентах от загрузки трансформатора

Схемы замещения трансформаторов могут с разной степенью точности воспроизводить не только параметры холостого хода, но и характеристики короткого замыкания. При эквивалентировании многообмоточных трансформаторов часто пользуются упрощенными схемами замещения, допуская погрешности в воспроизведении сопротивлений короткого замыкания.

При построении эквивалента трансформатора будем исходить из обычно принимаемых основных допущений [48, 64]:

- электрические поля, токи смещения, токи утечки в изоляции отсутствуют;
- вытеснение магнитного поля из деталей конструкции трансформатора постоянно и не зависит от силы тока, напряжения, скорости их изменений и других факторов;
- схема и внутреннее устройство трансформатора не изменяются.

Дифференциальные уравнения трансформатора записываются как [65, 66]:

$$U_i - U_j = r_T \cdot I_T + x_T \cdot \frac{dI_T}{dt} + j\omega_C \cdot x_T \cdot I_T, \quad (2.23)$$

где $r_T = r_1 + r_2'$, $x_T = x_1 + x_2'$ – сопротивления короткого замыкания трансформатора, где r_1 и x_1 – активное и реактивное сопротивления первичной обмотки трансформатора, Ом; r_2' и x_2' – активное и реактивное сопротивления вторичной обмотки трансформатора, приведенные к напряжению первичной обмотки, Ом; I_T – ток, приведенный к стороне высокого напряжения трансформатора, А; ω_C – частота питающей сети, о.е.

Дифференциальные уравнения трансформатора в осях Парка-Горева принимают следующий вид:

$$\begin{cases} U_{di} = U_{dj} + r_T \cdot I_{Td} + x_T \cdot \frac{dI_{Td}}{dt} + \omega_C \cdot x_T \cdot I_{Tq} \\ U_{qi} = U_{qj} + r_T \cdot I_{Tq} + x_T \cdot \frac{dI_{Tq}}{dt} - \omega_C \cdot x_T \cdot I_{Td} \end{cases}, \quad (2.24)$$

где d – продольная ось ротора генератора, q – поперечная ось ротора генератора.

В статическом режиме производная тока $\frac{dI_T}{dt}$ по времени равна 0, тогда модель трансформатора в матричной форме записывается следующим образом:

$$\begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_T & x_T \\ -x_T & r_T \end{pmatrix}^{-1} \cdot \left(\begin{pmatrix} U_{di} \\ U_{qi} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_{dj} \\ U_{qj} \end{pmatrix} \right). \quad (2.25)$$

Параметры схемы замещения рассчитываются как:

$$r_T = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} \cdot \left(1 - \frac{D}{2} \cdot \frac{C_T}{100} \right), \quad (2.26)$$

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{U_{K3} \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \right)^2 - r_T^2} \cdot \frac{f}{50} \cdot \left(1 - \frac{D}{2} \cdot \frac{C_T}{100} \right), \quad (2.27)$$

где ΔP_{K3} – паспортное значение потерь активной мощности трансформатора, Вт; U_{BH} – паспортное значение напряжения обмотки высокого напряжения трансформатора, В; $S_{НОМ}$ – паспортная мощность трансформатора, ВА;

D – дискретность одной ступени регулирования напряжения, %; C_T – номер выбранной ступени регулирования («0» ступень соответствует номинальному коэффициенту трансформации, ступени с «+» – повышают напряжение на стороне низкого напряжения (НН), ступени с «-» – соответствуют снижению напряжения на стороне НН); U_{K3} – паспортная величина напряжения короткого замыкания, %.

Величина сюръекций мощности в узел начала элемента определяется величиной потерь мощности в этом элементе и вычисляется на основании параметров рассчитанного режима и установленного оборудования:

$$\Delta P_{XX} = \Delta P_{XX} \cdot \left(\frac{f}{50} \right)^{1,3}, \quad (2.28)$$

$$\Delta P_H = \Delta P_{K3} \cdot \left(\frac{S}{S_{НОМ}} \right)^2, \quad (2.29)$$

где ΔP_{XX} – паспортное значение потерь холостого хода трансформатора, Вт; f – частота питающей сети, Гц; S – соответствующая рассчитанному режиму нагрузка трансформатора, ВА.

$$\Delta Q_{XX} = \frac{I_{XX} \cdot S_{НОМ}}{100}, \quad (2.30)$$

$$\Delta Q_H = \frac{U_{K3} \cdot S^2}{100 \cdot S_{НОМ}}, \quad (2.31)$$

где I_{XX} – паспортное значение тока холостого хода трансформатора, %.

Коэффициент трансформации определяется как:

$$K_T = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} \cdot \left(1 - \frac{D}{2} \cdot \frac{C_T}{100} \right). \quad (2.32)$$

На основании особенностей функционирования ЭТК НМ, а также с учетом принятых допущения разработана схема замещения двухобмоточного трансформатора (рисунок 2.4).

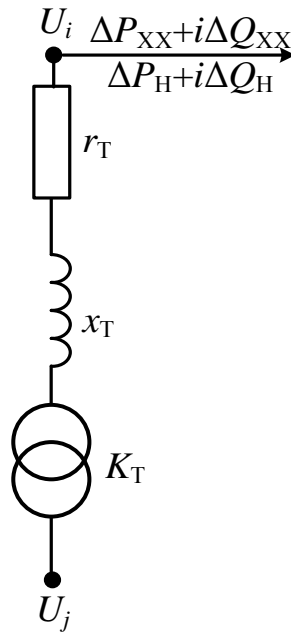


Рисунок 2.4 – Схема замещения двухобмоточного трансформатора

Линия электропередачи

Параметры схемы замещения линии электропередачи (ЛЭП) определяются её длиной, удельными (на 1 км) значениями активного и индуктивного сопротивлений, активной и ёмкостной проводимостей [64]. В данной работе, с целью унификации математического описания кабельных и воздушных линий электропередачи, введены следующие упрощения [48, 50, 67]:

- линии транспонированы, т. е. реактивные параметры отдельных фаз одинаковы;
- в связи с небольшой протяжённостью воздушных линий не учитывается взаимное влияние соседних цепей;
- не учитывается влияние на параметры кабельных линий таких факторов как поверхностный эффект, эффект близости, способ соединения оболочек и т. п.;
- не учитывается ёмкостная проводимость на землю.

Представленные при определении параметров ЛЭП допущения справедливы в промышленных сетях, характеризуемых небольшой протяжённостью одиночных питающих линий и рабочими напряжениями не выше 110 кВ [48, 60].

Дифференциальные уравнения для линий межузловых связей (линий электропередачи) записывается следующим образом:

$$U_{\text{ЛЭП}i} - U_{\text{ЛЭП}j} = r_{\text{ЛЭП}} \cdot I_{\text{ЛЭП}} + x_{\text{ЛЭП}} \cdot \frac{dI_{\text{ЛЭП}}}{dt} + j\omega_c \cdot x_{\text{ЛЭП}} \cdot I_{\text{ЛЭП}}, \quad (2.33)$$

где $r_{\text{ЛЭП}}$ – активное сопротивление линии электропередачи, Ом; $x_{\text{ЛЭП}}$ – реактивное сопротивление линии электропередачи, Ом; $I_{\text{ЛЭП}}$ – ток, протекающий в линии, А; ω_c – частота питающей сети, о.е.

Дифференциальные уравнения линии электропередачи в осях Парка-Горева принимают следующий вид:

$$\begin{cases} U_{d\text{ЛЭП}} = r_{\text{ЛЭП}} \cdot I_{d\text{ЛЭП}} + x_{\text{ЛЭП}} \cdot \frac{dI_{d\text{ЛЭП}}}{dt} + \omega_c \cdot x_{\text{ЛЭП}} \cdot I_{q\text{ЛЭП}} \\ U_{q\text{ЛЭП}} = r_{\text{ЛЭП}} \cdot I_{q\text{ЛЭП}} + x_{\text{ЛЭП}} \cdot \frac{dI_{q\text{ЛЭП}}}{dt} - \omega_c \cdot x_{\text{ЛЭП}} \cdot I_{d\text{ЛЭП}} \end{cases}. \quad (2.34)$$

В статическом режиме производная тока $\frac{dI_{\text{ЛЭП}}}{dt}$ по времени равна 0, тогда модель линии электропередачи в матричной форме записывается следующим образом:

$$\begin{pmatrix} I_{d\text{ЛЭП}} \\ I_{q\text{ЛЭП}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_{\text{ЛЭП}} & x_{\text{ЛЭП}} \\ -x_{\text{ЛЭП}} & r_{\text{ЛЭП}} \end{pmatrix}^{-1} \cdot \left(\begin{pmatrix} U_{di} \\ U_{qi} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_{dj} \\ U_{qj} \end{pmatrix} \right). \quad (2.35)$$

Параметры схемы замещения линий электропередачи рассчитываются исходя из мощности нагрузки:

$$r_{\text{ЛЭП}} = r_0 \cdot l_{\text{ЛЭП}} \cdot (1 + \alpha(T - 20)), \quad (2.36)$$

$$x_{\text{ЛЭП}} = x_0 \cdot l_{\text{ЛЭП}} \cdot \frac{f}{50}, \quad (2.37)$$

где r_0 , x_0 – удельное активное и реактивное сопротивления ЛЭП, Ом/км; $l_{\text{ЛЭП}}$ – длина линии электропередачи, км; α – температурный коэффициент электрического сопротивления, ед.; T – средняя температура жил кабеля, °С; f – частота напряжения питающей сети, Гц.

Средняя температура жил проводника вычисляется как:

$$T = (T_{\text{доп}} - 25) \left(\frac{I_{\text{лэп}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 + T_{\text{ос}}, \quad (2.38)$$

где $T_{\text{доп}}$ – допустимая температура изоляции, °С, определяемая по таблице 2.3; $I_{\text{доп}}$ – допустимый длительный ток единичного проводника, положенного на воздухе, А; $T_{\text{ос}}$ – температура окружающей среды кабельной линии. В данном случае $T_{\text{ос}}$ определяется по формуле в соответствии с средним приращением температуры в литосфере в размере 30 °С/км для скважины определяется как:

$$T_{\text{ос}} = 15 \cdot (H_{\text{н}} + H_{\text{к}}) + T_0, \quad (2.39)$$

где T_0 – температура грунта на глубине непромерзания по умолчанию равная 5 °С; $H_{\text{н}}$ и $H_{\text{к}}$ – глубина залегания начала и конца кабеля, в данном случае глубина начала равна 0, а глубина конца равна длине кабеля, км [68].

Таблица 2.3 – Допустимые температуры изоляции

Маркировка типа изоляции проводника	Материал изоляции	$T_{\text{доп}}, ^\circ\text{C}$
Р	Резина	55
РН	Нагревостойкая резина	65
ПВХ	Поливинилхлорид	
ПЭ	Полиэтилен	
БПИ	Бумажная пропитанная	80
СПЭ	Сшитый полиэтилен	90

Величина сюръекций мощности в узел начала элемента, описывающего трехфазную линию электропередачи, вычисляется на основании параметров рассчитанного режима и установленного оборудования:

$$\Delta P_{\text{лэп}} = 3 \cdot I_{\text{лэп}}^2 \cdot r_{\text{лэп}}, \quad (2.40)$$

$$\Delta Q_{\text{лэп}} = 3 \cdot I_{\text{лэп}}^2 \cdot x_{\text{лэп}}. \quad (2.41)$$

Схема замещения линий электропередачи представлена на рисунке 2.5.

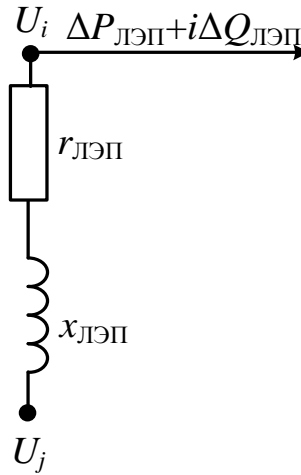


Рисунок 2.5 – Схема замещения линии электропередачи

Погружной электродвигатель

Г-образная схема замещения асинхронного двигателя, широко применяемая на практике, представлена на рисунке 2.6. где: r_1 , x_1 – активное и реактивное сопротивления цепи статора; r'_2 , x'_2 – активное и реактивное сопротивления цепи ротора, приведенные к цепи статора; r_μ , x_μ – активное и реактивное сопротивления цепи намагничивания; c_1 – конструктивных коэффициент; U – напряжение; i – узел начала элемента; j – узел конца элемента; s – скольжение.

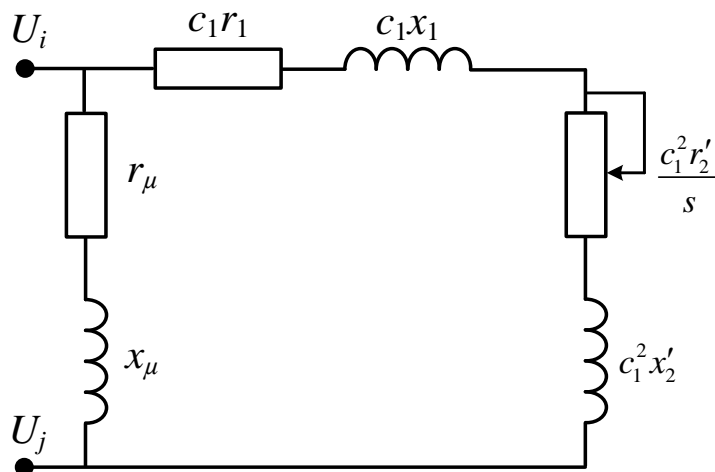


Рисунок 2.6 – Двухконтурная схема замещения асинхронного двигателя

Вывод статической модели выполнен на основе системы дифференциальных уравнений Парка-Горева [48, 69]:

$$U_d = \frac{d\Psi_d}{dt} + \omega_r \Psi_q + i_d r_1, \quad (2.42)$$

$$U_q = \frac{d\Psi_q}{dt} - \omega_r \Psi_d + i_q r_1, \quad (2.43)$$

$$0 = \frac{d\Psi_D}{dt} + (\omega_r - \omega_n) \Psi_Q + i_D r_2, \quad (2.44)$$

$$0 = \frac{d\Psi_Q}{dt} - (\omega_r - \omega_n) \Psi_D + i_Q r_2, \quad (2.45)$$

$$M = \Psi_d i_q - \Psi_q i_d, \quad (2.46)$$

$$P = M \omega, \quad (2.47)$$

$$\Psi_d = L_s i_d + L_m i_D, \quad (2.48)$$

$$\Psi_q = L_s i_q + L_m i_Q, \quad (2.49)$$

$$\Psi_D = L_m i_d + L_r i_D, \quad (2.50)$$

$$\Psi_Q = L_m i_q + L_r i_Q, \quad (2.51)$$

где d, q – оси статора; D, Q – оси ротора; L_m – индуктивное сопротивление взаимной индукции между статором и ротором, Ом; L_s – индуктивное сопротивление статора, Ом; L_r – индуктивное сопротивление ротора, Ом; r_1 – сопротивление статора, Ом; r_2 – сопротивление ротора, Ом.

Решение данной системы уравнений необходимо в случае моделирования переходных процессов. На рассматриваемом в работе объекте вследствие инерционности геологических процессов и постоянстве технологического режима использование данных моделей нецелесообразно. В данном случае следует использовать статические модели, описывающие установившийся режим асинхронного двигателя.

Установившийся режим характеризуется постоянными угловой частотой вращения ротора ($\omega = \text{const}$) и потокосцеплениями роторных и статорных контуров:

$$p\Psi_d = p\Psi_q = p\Psi_D = p\Psi_Q, \quad (2.52)$$

где $p = d/dt$ и т.д. [70, 71].

Принимаем для статического режима $d/dt = 0$ и решаем исходную систему дифференциальных уравнений [48].

Уравнение статора:

$$\begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_1 & 0 \\ 0 & r_1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & \omega \\ -\omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Psi_d \\ \Psi_q \end{pmatrix}. \quad (2.53)$$

Уравнение ротора:

$$\begin{pmatrix} r_2 & 0 \\ 0 & r_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_D \\ i_Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & -s\omega \\ s\omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Psi_D \\ \Psi_Q \end{pmatrix}. \quad (2.54)$$

В уравнения статора асинхронной машины подставляем токи из формул (2.48) – (2.49):

$$\begin{aligned} \begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} r_1 & 0 \\ 0 & r_1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & \omega \\ -\omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} L_s & 0 \\ 0 & L_s \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + \\ &+ \begin{pmatrix} 0 & \omega \\ -\omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} L_m & 0 \\ 0 & L_m \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_D \\ i_Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_1 & 0 \\ 0 & r_1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & \omega L_s \\ -\omega L_s & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + \\ &+ \begin{pmatrix} 0 & \omega L_m \\ -\omega L_m & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_D \\ i_Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_1 & \omega L_s \\ -\omega L_s & r_1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & \omega L_m \\ -\omega L_m & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_D \\ i_Q \end{pmatrix}. \end{aligned} \quad (2.55)$$

В уравнения ротора подставляем токи из формул (2.50) – (2.51):

$$\begin{aligned} \begin{pmatrix} r_2 & 0 \\ 0 & r_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_D \\ i_Q \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} 0 & -s\omega \\ s\omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} L_m & 0 \\ 0 & L_m \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & -s\omega \\ s\omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} L_r & 0 \\ 0 & L_r \end{pmatrix} \times \\ &\times \begin{pmatrix} i_D \\ i_Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & -s\omega L_m \\ s\omega L_m & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & -s\omega L_r \\ s\omega L_r & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_D \\ i_Q \end{pmatrix}. \end{aligned} \quad (2.56)$$

Произведя подстановку $\begin{pmatrix} i_D \\ i_Q \end{pmatrix}$ в уравнение (2.55), получим математическое

описание асинхронного двигателя в линеаризованной форме записи, которое и является его статической моделью:

$$\begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & \omega L_m \\ -\omega L_m & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} r_2 & s\omega L_r \\ -s\omega L_r & r_2 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} 0 & -s\omega L_m \\ s\omega L_m & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} + \\ + \begin{pmatrix} r_1 & \omega L_s \\ -\omega L_s & r_1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix}, \quad (2.57)$$

где

$$\begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} = \left[\begin{pmatrix} 0 & s\omega L_m \\ -\omega L_m & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} r_2 & \omega L_r \\ -s\omega L_r & r_2 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} 0 & -s\omega L_m \\ s\omega L_m & 0 \end{pmatrix} \right]^{-1} \begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} + \\ + \begin{pmatrix} r_1 & \omega L_s \\ -\omega L_s & r_1 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix}. \quad (2.58)$$

Здесь матрица в квадратных скобках может быть подсчитана аналитически, чтобы не обращаться каждый раз матрицы при расчете:

$$\begin{pmatrix} i_d \\ i_q \end{pmatrix} = \frac{1}{\det} \begin{pmatrix} g_1 & g_2 \\ g_3 & g_4 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix}, \quad (2.59)$$

где

$$\det = \omega^4 s^2 L_s^2 L_r^2 - 2\omega^4 s^2 L_s L_m^2 L_r + \omega^4 s^2 L_m^4 + \omega^2 r_1^2 L_r^2 s^2 + 2\omega^2 r_1 L_m^2 r_2 s + \\ + \omega^2 L_s^2 r_2^2 + r_1^2 r_2^2, \quad (2.60)$$

$$g_1 = r_1 r_2^2 + r_1 s^2 \omega^2 L_r^2 + \omega^2 L_m^2 r_2 s, \quad (2.61)$$

$$g_2 = -\omega (L_s r_2^2 + L_s s^2 \omega^2 L_r^2 - \omega^2 L_m^2 s^2 L_r), \quad (2.62)$$

$$g_3 = -g_2, \quad (2.63)$$

$$g_4 = g_1. \quad (2.64)$$

В настоящее время существует достаточно большое количество методик расчет параметров асинхронных двигателей [72–76]. Анализ показывает, что методики могут основываться итерационных и безытерационных вычислениях, требовать достаточно много информации, относящейся к конструкции двигателя (которую невозможно получить из стандартных каталогов), учитывать различные конструктивные особенности и другое. Помимо всего прочего, стоит учитывать, что погружной асинхронный двигатель имеет свои конструктивные особенности. В связи с этим, нагрузочные характеристики электродвигателей, построенные на

основании схемы замещения с параметрами, которые рассчитаны стандартными подходами, зачастую значительно отличаются от характеристик, указанных в каталогах заводов-изготовителей [77]. Результаты расчетов параметров схемы замещения двигателя ПЭДН 45-117-1400/402 (широко применяемого на месторождениях российской нефтедобывающих компаний), с параметрами: $P_{\text{ном}}=45$ кВт, $U_{\text{ном}}=1400$ В, $I_{\text{ном}}=27,8$ А, $s_{\text{ном}}=0,05$, $\cos \varphi_{\text{ном}}=0,83$, $\eta_{\text{ном}}=84,2\%$, $M_{\text{п}}/M_{\text{ном}}=1,57$, $M_{\text{кр}}/M_{\text{ном}}=1,9$, $I_{\text{п}}/I_{\text{ном}}=7$, $p=1$ по методике, предложенной в [78], дают отрицательные величины сопротивлений r_1 и $x_{\text{ц}}$. При использовании методики [75] среднее значение модулей относительной погрешности при определении тока составляет 20,9%, при определении коэффициента активной мощности – 28,4%. При использовании методики [73] среднее значение модулей относительной погрешности при определении тока составляет 49,0 %, при определении коэффициента активной мощности – 27,6%.

Как видно из результатов расчетов, использование стандартных подходов к определению параметров схем замещения ПЭД дает значительную погрешность при построении нагрузочных характеристик и неприемлемо для дальнейшего моделирования ПЭД. Использование уточненных методик [75, 77] невозможно из-за отсутствия необходимого перечня исходных данных. Для решения данной задачи разработан подход к определению параметров схем замещения ПЭД.

Фирмы-производители зачастую представляют нагрузочные характеристики двигателей в каталогах оборудования. Расчет параметров схемы замещения ПЭД выполним на основе информации, представленной каталоге производителя ООО «Новомет» [14].

Исходя из рабочих характеристик двигателя (рисунок 2.7), строятся полиномы, описывающие изменение коэффициента активной мощности и тока двигателя в зависимости от коэффициента загрузки двигателя:

$$\cos \varphi_{\text{ПЭД}} = f(K_3), \quad (2.65)$$

$$I_{\text{ПЭД}} = f(K_3). \quad (2.66)$$

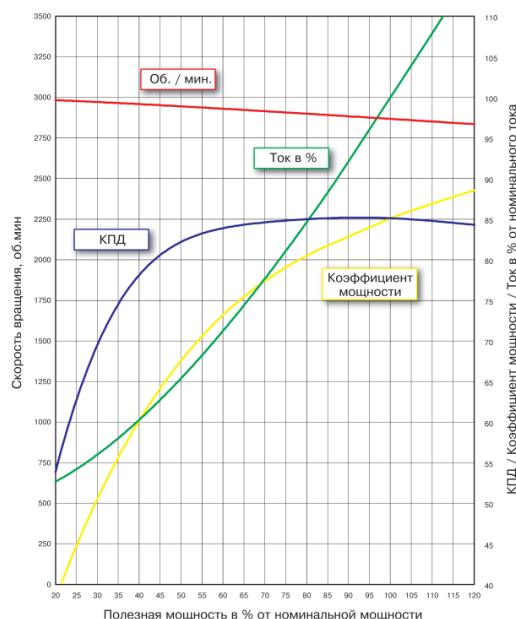


Рисунок 2.7 – Рабочие характеристики погружного электродвигателя из каталога ООО «Новомет»

При расчете параметров схемы замещения двигателя принимается, что на зажимах двигателя всегда номинальное напряжение. Переход от нагрузочных характеристик к параметрам схемы замещения двигателя при текущей нагрузке выполняется по формулам [79]:

$$r_{\text{ПЭД}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{I_{\text{ПЭД}}} \cdot \cos \varphi_{\text{ПЭД}}, \quad (2.67)$$

$$x_{\text{ПЭД}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{I_{\text{ПЭД}}} \cdot \sin \varphi_{\text{ПЭД}}, \quad (2.68)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение двигателя, В; $\cos \varphi_{\text{ПЭД}}$ – коэффициент мощности ПЭД при различной нагрузке и номинальном напряжении на клеммах, о.е.

Моделирование электропотребления УЭЦН, в том числе с целью определения наиболее энергетически эффективных режимов, подразумевает выполнение значительного количества расчетов с различными параметрами технологического процесса. Ручной расчет в таком случае является достаточно трудоемкой задачей. Для решения этой проблемы на основании каталожных данных разработаны математические зависимости параметров схемы замещения

ПЭД от коэффициента загрузки и паспортных параметров двигателя, которые позволяют в автоматическом режиме выполнять коррекцию параметров схемы.

По каталожным данным получена зависимость тока ПЭД от его коэффициента загрузки:

$$I_{\text{ПЭД}} = (0,311 \cdot K_3^2 + 0,226 \cdot K_3 + 0,456) \cdot I_{\text{НОМ}}, \quad (2.69)$$

где K_3 – коэффициент загрузки двигателя, о.е.; $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток двигателя, А.

Также по каталожным данным получена зависимость коэффициента мощности ПЭД от его коэффициента загрузки:

$$\cos \varphi_{\text{ПЭД}} = (-0,866 \cdot K_3^2 + 1,964 \cdot K_3 + 0,156) \cos \varphi_{\text{НОМ}}, \quad (2.70)$$

где $\cos \varphi_{\text{НОМ}}$ – номинальный коэффициент мощности двигателя, о.е.

Так как характер изменения нагрузочных характеристик одинаковый для двигателей одного габарита, то после подстановки выражений (2.69) и (2.70) в (2.67) и (2.68), получены следующие выражения для определения параметров схемы замещения ПЭД при различном коэффициенте загрузки:

$$r_{\text{ПЭД}} = \frac{U_{\text{НОМ}} \cdot (-0,866 \cdot K_3^2 + 1,694 \cdot K_3 + 0,156) \cos \varphi_{\text{НОМ}}}{(0,311 \cdot K_3^2 + 0,226 \cdot K_3 + 0,456) \cdot I_{\text{НОМ}}}, \quad (2.71)$$

$$x_{\text{ПЭД}} = \frac{U_{\text{НОМ}} \cdot \sin \left(\arccos \left((-0,866 \cdot K_3^2 + 1,694 \cdot K_3 + 0,156) \cos \varphi_{\text{НОМ}} \right) \right)}{(0,311 \cdot K_3^2 + 0,226 \cdot K_3 + 0,456) \cdot I_{\text{НОМ}}}. \quad (2.72)$$

Схема замещения двигателя, используемая в разработанном подходе, представлена на рисунке 2.8.

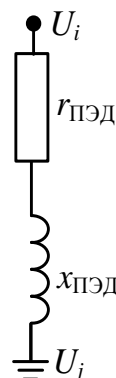


Рисунок 2.8 – Схема замещения погружного асинхронного двигателя

В графическом виде характеристики имеют вид, как представлено на рисунке 2.9 (на примере ПЭДН 45/1400).

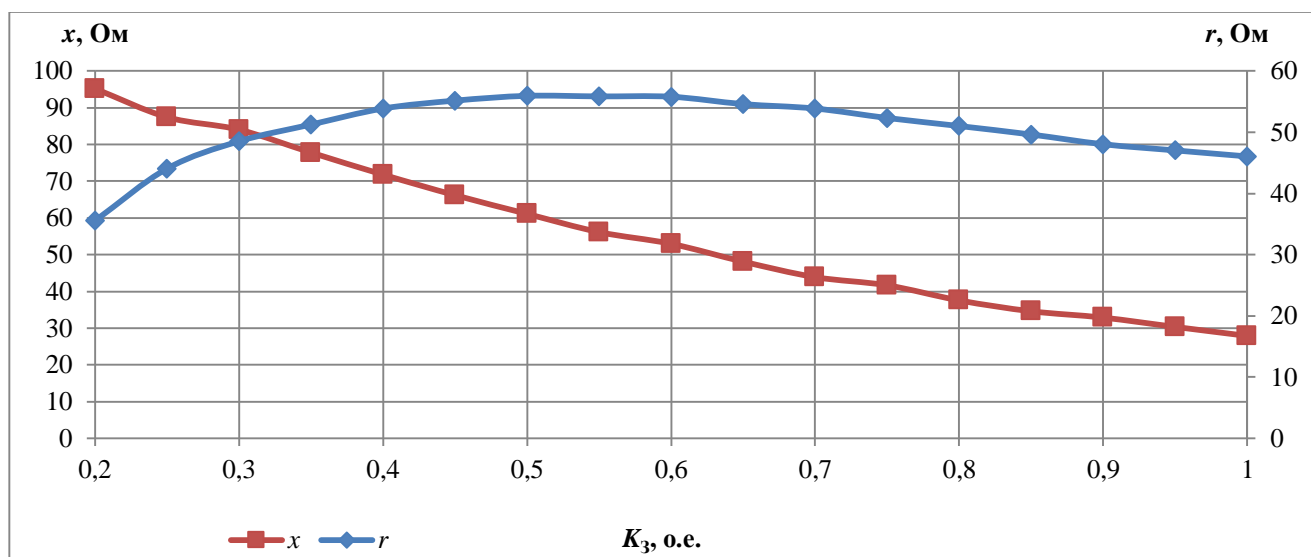


Рисунок 2.9 – Нагрузочные характеристики погружного электродвигателя ПЭДН 45/1400, переведенные в параметры схемы замещения

Стоит учитывать, что двигатель может работать при неноминальном напряжении на клеммах, вследствие чего изменятся ток двигателя и потребляемая им реактивная мощность.

Переход от параметров схемы замещения электродвигателя при номинальном напряжении к параметрам при напряжении, отличном от номинального, выполняется следующим образом:

1) на начальном этапе принимается, что полная потребляемая двигателем мощность и коэффициент мощности постоянны. Исходя из соотношения $S = \frac{U^2}{Z}$, получается, что $Z \propto \frac{1}{U^2}$. В таком случае получаем, что полное сопротивление схемы замещения двигателя при неноминальном напряжении вычисляется следующим образом:

$$Z_{\text{ПЭД}U} = Z_{\text{ПЭД}} \cdot \left(\frac{U_{\text{реж}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (2.73)$$

где $U_{\text{реж}}$ – напряжение двигателя при текущем режиме, В;

2) учитывается, что при напряжении на клеммах двигателя, отличном от номинального, изменяется коэффициент мощности двигателя. При этом принимается, что необходимая для привода насоса механическая мощность и КПД двигателя остаются неизменными. Изменением момента, вызванным изменением скольжения, пренебрегаем вследствие его малой величины. Исходя из соотношения $S = \frac{P}{\cos \varphi_{\text{ПЭД}}}$, получается, что $Z \propto \frac{1}{\cos \varphi_{\text{ПЭД}}}$. В таком случае получаем, что сопротивление двигателя при неноминальном напряжении с учетом изменения коэффициента мощности вычисляется следующим образом:

$$Z_{\text{ПЭД},U} = Z_{\text{ПЭД}} \cdot \left(\frac{U_{\text{реж}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \frac{\cos \varphi_U}{\cos \varphi_{\text{ПЭД}}}, \quad (2.74)$$

где $\cos \varphi_U$ – коэффициент мощности двигателя при режимном напряжении, о.е.

Данные выражения справедливы как для полного сопротивления двигателя, так и для его активной и реактивной составляющих;

3) далее, чтобы получить параметры схемы замещения электродвигателя с разложением на активную и реактивную составляющие с учетом изменения напряжения и коэффициента мощности, добавляются дополнительные множители в формулы, как показано ниже:

$$r_{\text{ПЭД},U} = r_{\text{ПЭД}} \cdot \left(\frac{U_{\text{реж}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \left(\frac{\cos \varphi_U}{\cos \varphi_{\text{ПЭД}}} \right)^2, \quad (2.75)$$

$$x_{\text{ПЭД},U} = x_{\text{ПЭД}} \cdot \left(\frac{U_{\text{реж}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \cdot \frac{\sin \varphi_{\text{ПЭД}}}{\sin \varphi_U} \cdot \frac{\cos \varphi_U}{\cos \varphi_{\text{ПЭД}}}, \quad (2.76)$$

где значения $\sin \varphi_{\text{ПЭД}}$, $\sin \varphi_U$ получают из основного тригонометрического тождества.

Изменение потребляемой двигателем реактивной мощности в зависимости от напряжения имеет достаточно сложный характер. Анализ результатов исследований, представленных в работах [80–83], показывает, что при напряжении на зажимах двигателя ниже номинального его коэффициент мощности увеличивается, а при напряжении выше номинального коэффициент мощности снижается.

В работе [84] приводится уравнение зависимости реактивной мощности АД от напряжения. Однако, во-первых, отмечается, что приведенная формула

достаточно неудобна для выполнения расчетов, особенно в том случае, когда нагрузку составляют разнотипные двигатели и иные типы нагрузки, во-вторых, в формуле не учитывается изменение скольжения двигателя при изменении напряжения.

В работах [84–91] указывается, что потребляемая асинхронным двигателем реактивная мощность разлагается на две составляющие:

$$Q_{\text{АД}} = Q_{\mu} + Q_s, \quad (2.77)$$

где Q_{μ} – реактивная мощность цепи намагничивания двигателя, Q_s – реактивная мощность рассеяния.

В работах [88, 89] для оценки потребляемой реактивной мощности используются Г- и Т-образные схемы замещения, а расчет выполняется по формуле:

$$Q = 3I_{\mu}^2 X_{\mu} + I_1^2 x_1 + I_2'^2 x_2' = 3U_{\text{АД}} I_{\mu} + 3I_2'^2 x_s = 3U_{\text{АД}} I_{\mu} + \frac{M \omega_0 s x_s}{R_2'}, \quad (2.78)$$

где I_{μ} – ток намагничивания АД, А; I_1 – ток статора, А; s – скольжение двигателя, о.е.; ω_0 – синхронная скорость вращения двигателя, рад/с; x_1 – сопротивление статора, Ом; x_2' – сопротивление ротора, приведенное к обмотке статора, Ом; M_c – момент на валу двигателя, Н·м; I_2' – ток ротора, приведенный к обмотке статора, R_2' – активное сопротивление ротора, приведенное к обмотке статора, Ом.

В работах [84–86, 88, 89] отмечается, что реактивная мощность цепи намагничивания зависит от сопротивления цепи намагничивания и напряжения на клеммах двигателя. В работе [51] приводится уточнение, что при расчете реактивной мощности цепи намагничивания двигателя следует учитывать кривую намагничивания двигателя. В работе [85] предлагается уравнение, которое позволяет приблизительно учесть форму кривой намагничивания для определения параметров холостого хода. В работе [86] приводятся результаты расчетов, согласно которым учет нелинейности кривой намагничивания оказывает незначительно влияние на результаты расчета коэффициента мощности двигателя, в связи с чем данной нелинейностью можно пренебречь.

Как правило, методы оценки реактивной мощности рассеяния подобны подходу, представленному в формуле (2.78). Стоит отметить, что есть и другие подходы. Например, в работе [90] предлагается оценивать величину реактивной мощности рассеяния, исходя из потребляемой активной мощности и скольжения двигателя.

Для автоматической коррекции параметров схемы замещения двигателя разработана математическая зависимость изменения коэффициента мощности двигателя от напряжения на клеммах двигателя и коэффициента загрузки. Оценка влияния напряжения на клеммах двигателя на его коэффициент мощности при различной загрузке выполнена при помощи разработанного алгоритма, блок-схема которого представлена на рисунке 2.10 [93].

Для сравнения характеристик различных двигателей используются относительные величины: коэффициент загрузки двигателя (K_3), относительное напряжение на клеммах двигателя ($U_{отн}$) и относительный коэффициент мощности ($\cos \varphi_{отн}$):

$$K_3 = \frac{M_c}{M_{ном}} \propto \frac{P_{эцн}}{P_{ном}}, \quad (2.79)$$

$$U_{отн} = \frac{U}{U_{ном}}, \quad (2.80)$$

$$K_{\cos \varphi} = \frac{\cos \varphi}{\cos \varphi_{пэд}}, \quad (2.81)$$

где $M_{ном}$ – номинальный момент электрического двигателя, Н·м.

Рассматриваемая функция является функцией двух переменных, а ее графиком является поверхность. Для анализа результатов расчетов они представлены в графическом виде. Для построения поверхности отклика функции $K_{\cos \varphi}$ переменными являются: коэффициент загрузки K_3 (диапазон изменения принимается от 0,25 до 1), относительное напряжение $U_{отн}$ (диапазон изменения принимается от 0,9 до 1,1).

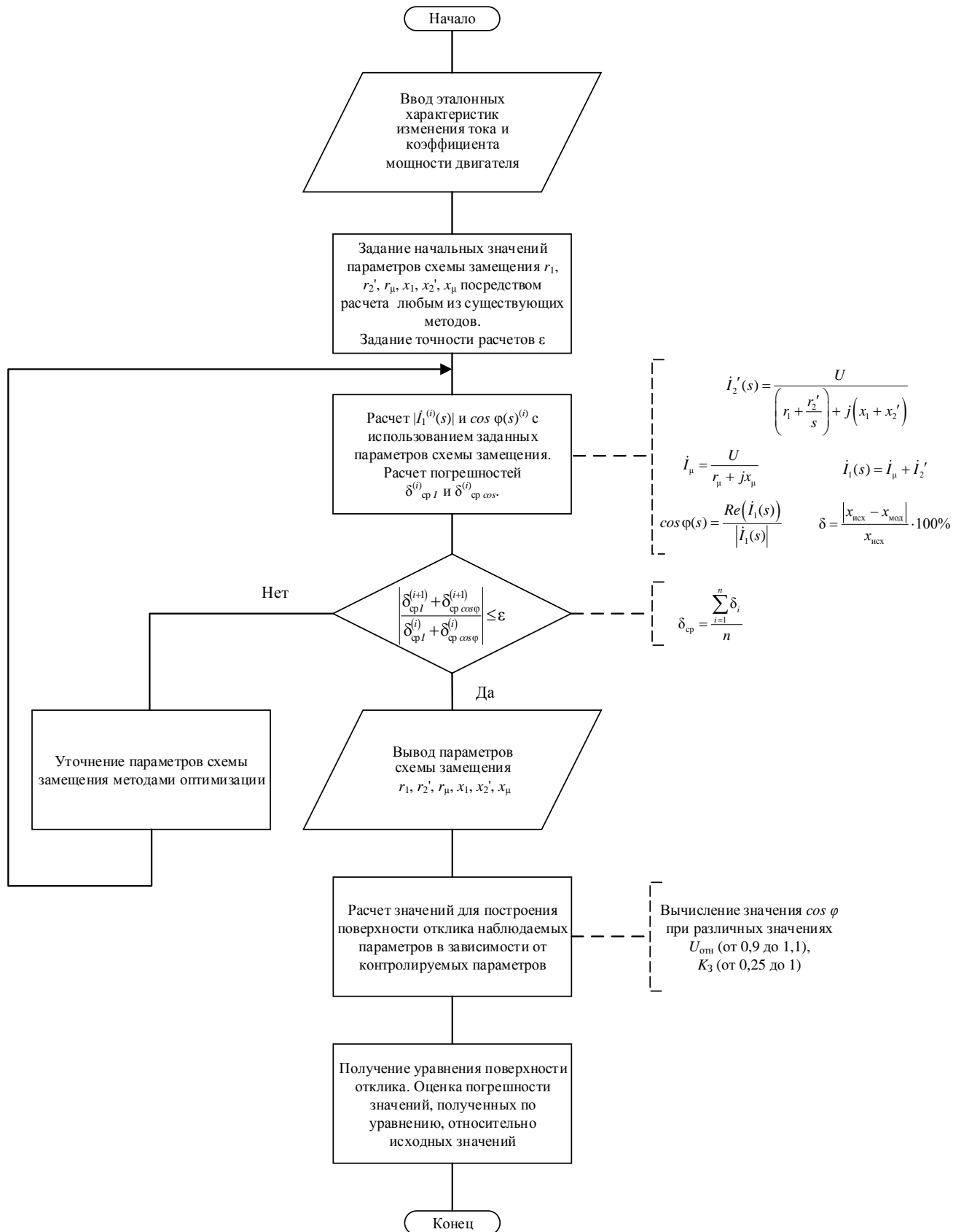


Рисунок 2.10 – Блок схема алгоритма оценки влияния напряжения на клеммах двигателя на коэффициент мощности при различной нагрузке двигателя

В результате расчетов для двигателей ПЭД25, ПЭД28, ПЭД32, ПЭД40, ПЭД45 получены поверхности отклика. Поверхность отклика для двигателя ПЭД 25 приведена на рисунке 2.11.

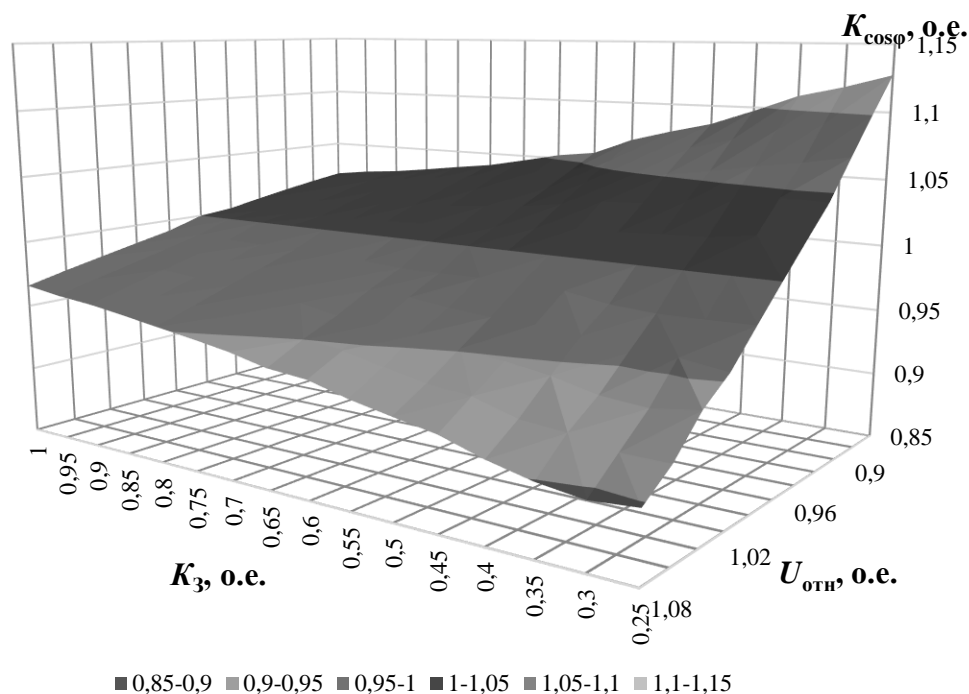


Рисунок 2.11 – Поверхность отклика коэффициента мощности для двигателя ПЭД25

Таким образом, чтобы вычислить коэффициент мощности двигателя при различной нагрузке и напряжении на клеммах, отличном от номинального, следует воспользоваться формулой:

$$\cos \varphi_U = \cos \varphi_{\text{ПЭД}} \cdot K_{\cos \varphi}. \quad (2.82)$$

Автоматизация расчетов достигается за счет введения поправочного коэффициента в формулу (2.82), который рассчитывается по выражению:

$$K_{\cos \varphi} = \left(-1,6001 + 1,4656 \cdot K_3 + 0,7753 \cdot K_3^2 - 0,9114 \cdot K_3^3 \right) \cdot U_{\text{отн}} + \left(2,6152 - 1,5233 \cdot K_3 - 0,7248 \cdot K_3^2 + 0,8974 \cdot K_3^3 \right). \quad (2.83)$$

Математическая модель ПЭД в матричной форме записи выглядит следующим образом:

$$\begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_{\text{ПЭД}} & x_{\text{ПЭД}} \\ -x_{\text{ПЭД}} & r_{\text{ПЭД}} \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix}. \quad (2.84)$$

Электроцентробежный насос

В УЭЦН гидромеханическая и электрическая системы соединяются посредством электромеханического преобразователя энергии – погружного электродвигателя. При расчете параметров нормального режима системы электроснабжения модель взаимодействия насоса и ПЭД представлена в форме изменения параметров схемы замещения ПЭД в зависимости от текущих технологических параметров.

Механическая мощность, подводимая к насосу, необходимая для поддержания заданных технологических параметров, вычисляется как [94, 95]:

$$P_{\text{эцн}} = \frac{P_{\text{н}} \cdot Q_{\text{эцн}} \cdot B}{\eta_{\text{эцн}} \cdot K_{\text{нв}} \cdot 86400}, \quad (2.85)$$

где $P_{\text{н}}$ – давление насоса, Па; $Q_{\text{эцн}}$ – заданная подача насоса, м³/сут; $\eta_{\text{эцн}}$ – коэффициент полезного действия насоса в заданной рабочей точке, о.е.; $K_{\text{нв}}$ – коэффициент, учитывающий изменение КПД насоса при работе на вязких жидкостях, о.е.; B – объемный коэффициент расширения нефти, о.е.

Для определения КПД насоса в рабочей точке используются каталожные HQ -характеристики насоса (рисунок 2.12) [14].

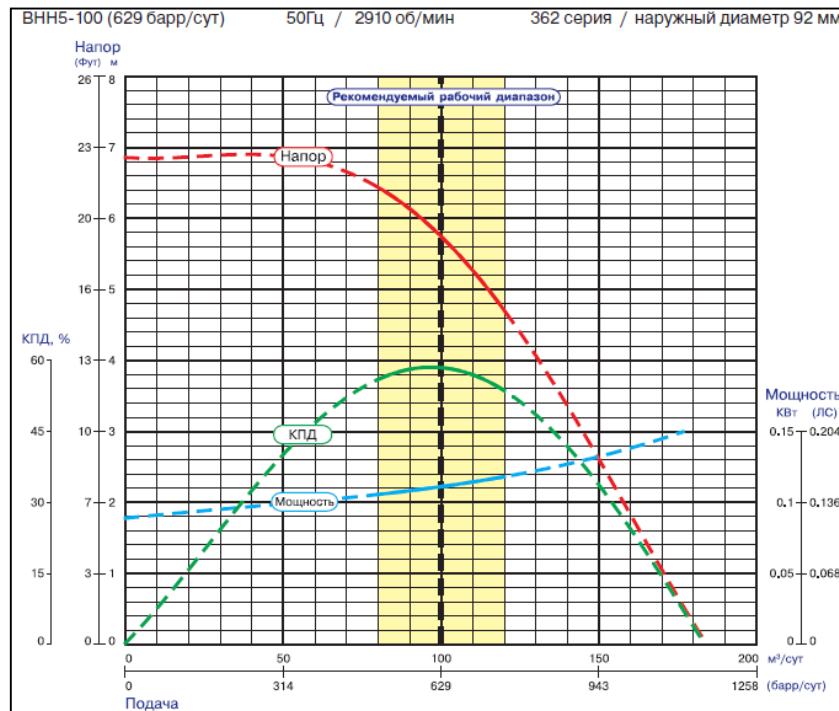


Рисунок 2.12 – Каталожная HQ -характеристика насоса

Как уже упоминалось ранее, моделирование электропотребления УЭЦН, в том числе с целью определения наиболее энергетически эффективных режимов, подразумевает выполнение значительного количества расчетов с различными параметрами технологического процесса. При определении КПД насоса следует обратить внимание, что, помимо влияния технологических параметров, на данный параметр оказывает влияние частота напряжения питающей сети [92]. Кроме того, форма кривой КПД отличается от параболы, а точка максимальной подачи, как правило, смещена от центра характеристики и не всегда соответствует номинальной подаче. С учетом данных особенностей разработана математическая зависимость КПД насоса от параметров напорной характеристики, параметров электрического и технологического режима:

$$\eta_{\text{ЭЦН}} = a_0 + a_1 \left(\frac{50}{f} \right) \cdot \left(\frac{Q_{\text{ЭЦН}}}{Q_{\text{max}}} \right) + a_2 \left(\frac{50}{f} \right)^2 \cdot \left(\frac{Q_{\text{ЭЦН}}}{Q_{\text{max}}} \right)^2 + a_3 \left(\frac{50}{f} \right)^3 \cdot \left(\frac{Q_{\text{ЭЦН}}}{Q_{\text{max}}} \right)^3 + a_4 \left(\frac{50}{f} \right)^4 \cdot \left(\frac{Q_{\text{ЭЦН}}}{Q_{\text{max}}} \right)^4, \quad (2.86)$$

где a_0, \dots, a_4 – весовые коэффициенты полинома; f – частота напряжения питающей сети, Гц; Q_{max} – теоретически возможный максимальный дебит насоса при напоре, равном 0 м, м³/сут.

КПД насоса при работе на вязких жидкостях определяется по формуле [96–101]:

$$K_{\eta} = 1 - 1,95 \frac{\nu^{0,4}}{Q_{\text{ов}}^{0,27}}, \quad (2.87)$$

где ν – эффективная вязкость смеси, м²/с; $Q_{\text{ов}}$ – оптимальная подача насоса на воде, м³/с.

Давление насоса определяется по как [94, 95]:

$$P_{\text{н}} = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{ЭЦН}}, \quad (2.88)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность поднимаемой жидкости, кг/м³; g – ускорение свободного падения, принимается равным 9,81 м²/сек; $H_{\text{ЭЦН}}$ – эффективная высота подъема жидкости насосом, м.

Плотность поднимаемой жидкости определяется как:

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{н}} \cdot \%_{\text{н}} + \rho_{\text{в}} \cdot \%_{\text{в}}, \quad (2.89)$$

где $\rho_{\text{н}}$, $\rho_{\text{в}}$ – плотность нефти и воды, кг/м^3 ; $\%_{\text{н}}$, $\%_{\text{в}}$ – относительное содержание нефти и воды в поднимаемой жидкости, о.е.

Эффективная высота подъема жидкости определяется как [95, 102]:

$$H_{\text{ЭЦН}} = \left(\frac{P_{\text{буф}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} + H_{\text{дин}} \right), \quad (2.90)$$

где $P_{\text{буф}}$ – буферное давление, Па; $H_{\text{дин}}$ – динамический уровень жидкости в скважине, м.

На основании рассчитанной мощности насоса, рассчитывается коэффициент загрузки ПЭД:

$$K_3 = \frac{P_{\text{ЭЦН}}}{P_{\text{ном}}}, \quad (2.91)$$

где $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность двигателя, Вт.

Статическая нагрузка

Статическая нагрузка представляется цепью с постоянной величиной активного $r_{\text{С.Н.}}$ и индуктивного $x_{\text{С.Н.}}$ сопротивлений [103].

Дифференциальные уравнения статической нагрузки имеют вид:

$$U_{\text{С.Н.}} = r_{\text{С.Н.}} \cdot I_{\text{С.Н.}} + x_{\text{С.Н.}} \cdot \frac{dI_{\text{С.Н.}}}{dt} + j\omega_{\text{С}} \cdot x_{\text{С.Н.}} \cdot i_{\text{С.Н.}}, \quad (2.92)$$

где $I_{\text{С.Н.}}$ – ток, протекающий в нагрузке, А; $\omega_{\text{С}}$ – частота питающей сети, о.е [65, 70].

Дифференциальные уравнения статической нагрузки в осях Парка-Горева принимают следующий вид:

$$\begin{cases} U_{d\text{С.Н.}} = r_{\text{С.Н.}} \cdot I_{d\text{С.Н.}} + x_{\text{С.Н.}} \cdot \frac{dI_{q\text{С.Н.}}}{dt} + \omega_{\text{С}} \cdot x_{\text{С.Н.}} \cdot I_{d\text{С.Н.}} \\ U_{q\text{С.Н.}} = r_{\text{С.Н.}} \cdot I_{q\text{С.Н.}} + x_{\text{С.Н.}} \cdot \frac{dI_{d\text{С.Н.}}}{dt} - \omega_{\text{С}} \cdot x_{\text{С.Н.}} \cdot I_{q\text{С.Н.}} \end{cases}. \quad (2.93)$$

В статическом режиме производная тока $\frac{dI_{\text{С.Н.}}}{dt}$ по времени равна 0, тогда модель статической нагрузки в матричной форме записывается следующим образом:

$$\begin{pmatrix} I_{d\text{C.H.}} \\ I_{q\text{C.H.}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_{\text{C.H.}} & x_{\text{C.H.}} \\ -x_{\text{C.H.}} & r_{\text{C.H.}} \end{pmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} \quad (2.94)$$

Параметры схемы замещения статической нагрузки рассчитываются исходя из мощности нагрузки по формулам:

$$r_{\text{C.H.}} = \frac{U_{\text{ном}}^2 \cdot P_{\text{C.H.}}}{(P_{\text{C.H.}}^2 + Q_{\text{C.H.}}^2) \cdot 1000}, \quad (2.95)$$

$$x_{\text{C.H.}} = \frac{U_{\text{ном}}^2 \cdot Q_{\text{C.H.}}}{(P_{\text{C.H.}}^2 + Q_{\text{C.H.}}^2) \cdot 1000}, \quad (2.96)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение оборудования, В; $P_{\text{C.H.}}$ – активная мощность нагрузки, Вт; $Q_{\text{C.H.}}$ – реактивная мощность нагрузки, ВАр.

Схема замещения элемента статической нагрузки представлена на рисунке 2.13.

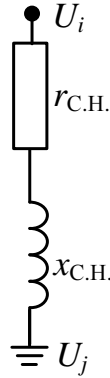


Рисунок 2.13 – Схема замещения элемента статической нагрузки

Следует учитывать, что напряжение на зажимах нагрузки может отличаться от номинального. Для того, чтобы учесть изменение тока нагрузки при изменении напряжения, следует скорректировать параметры схемы замещения:

$$r_{\text{C.H.}U} = r_{\text{C.H.}} \cdot \left(\frac{U_{\text{реж}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (2.97)$$

$$x_{\text{C.H.}U} = x_{\text{C.H.}} \cdot \left(\frac{U_{\text{реж}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2, \quad (2.98)$$

где $U_{\text{реж}}$ – текущее напряжение на зажимах оборудования при заданном режиме, В.

Выводы по главе 2

1. С учетом структуры электротехнического комплекса нефтедобывающего предприятия, а также перечня имеющихся исходных данных, выбран метод расчета, исходными параметрами для которого являются мощности в узлах нагрузки и напряжение источника питания.

2. На основании анализа состава и особенностей функционирования оборудования участка механизированной добычи нефтяного месторождения разработаны модели элементов электротехнического комплекса и модели их взаимодействия, которые позволяют учесть особенности технологического процесса и влияние подсистем различной физической природы.

3. Разработаны математические зависимости изменения параметров функционирования оборудования системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос», на основе которых возможна автоматическая коррекция параметров моделей элементов электротехнического комплекса нефтяного месторождения:

- математические зависимости параметров схемы замещения погружного электрического двигателя от коэффициента загрузки и паспортных данных двигателя;

- математическая зависимость коэффициента мощности двигателя от напряжения на его клеммах и коэффициента загрузки;

- математическая зависимость коэффициента полезного действия насоса от параметров электрического и технологического режимов (с учетом, что форма кривой коэффициента полезного действия отличается от параболы, а точка максимальной подачи, как правило, смещена от центра характеристики и не всегда соответствует номинальной подаче насоса).

3 РАЗРАБОТКА МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ «ПОГРУЖНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ДВИГАТЕЛЬ – ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫЙ НАСОС»

3.1 Анализ методов управления дебитом нефтяной скважины

Краткая классификация способов регулирования подачи УЭЦН приведена на рисунке 1.3. На практике же встречаются и другие виды регулирования, такие как изменение кинематики рабочего колеса, перепуск и др. [38, 41]. Рассмотрим аналитический подход к оптимизации электропотребления УЭЦН за счет частотного регулирования и дросселирования.

Дросселирование

Принцип дросселирования основывается на изменении гидравлического сопротивления трубопровода путем изменения проходного диаметра штуцера. За счет этого уменьшаются, либо увеличиваются потери напора и смещается напорная характеристика скважины.

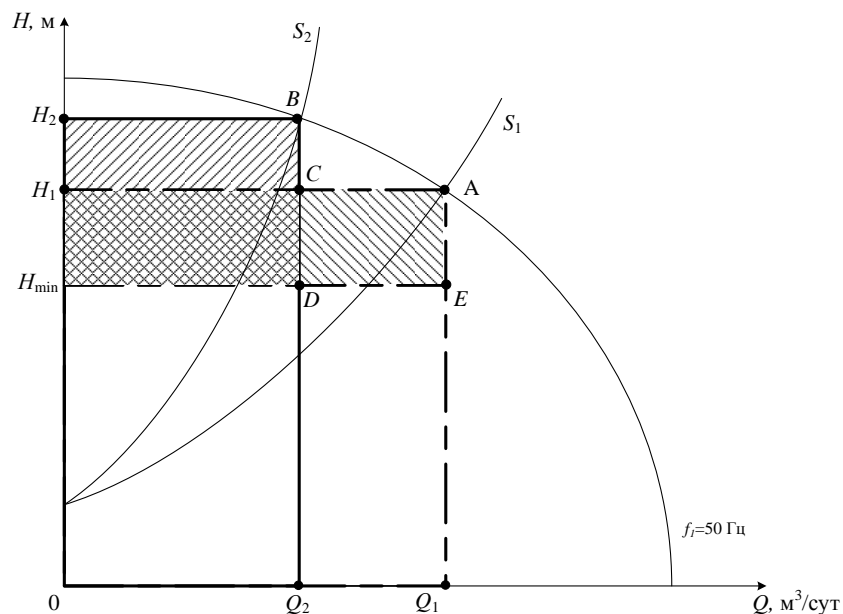


Рисунок 3.1 – Регулирование подачи дросселированием

Рассмотрим схематичный пример, который отображает данный принцип (рисунок 3.1). Рабочая точка насоса находится в точке A с подачей Q_1 , необходимо

уменьшить подачу до величины Q_2 . Если скважина не оборудована преобразователем частоты, тогда регулировать ее дебит возможно только за счет изменения сечения штуцера в начале выкидной линии. В таком случае, рабочая точка переместится из точки A в точку B , и УЭЦН может работать не в оптимальном режиме с точки зрения энергетической эффективности, при этом часть энергии будет тратиться на покрытие гидравлических потерь. Допустим, необходимый напор равен H_{\min} , в точке A напор равен H_1 , а в точке B равен H_2 , тогда фигура, ограниченная точками $A - E - H_{\min} - H_1$, будет отображать потери при работе УЭЦН в точке A , а фигура $B - D - H_2 - H_{\min}$ будет отображать потери при работе УЭЦН в точке B . Таким образом, видно, что хоть дросселирование и позволяет поддерживать заданную подачу, но данный тип регулирования может увеличивать потери в оборудовании.

Напорная характеристика скважины описывается уравнением [37, 104]:

$$H_{\text{скв}} = H_{\text{дин}} + \frac{P_{\text{буф}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} + h_{\text{тр}} + h_{\text{сеп}} - H_{\text{г}}, \quad (3.1)$$

где $h_{\text{тр}}$ – потери на трение на всем пути газожидкостной смеси от забоя до сепаратора, м; $h_{\text{сеп}}$ – потери напора в сепарационной емкости, м; $H_{\text{г}}$ – напор соответствующий газлифтному эффекту, м; $g=9,81$ – ускорение свободного падения, м/с².

Если принять ряд допущений, среди которых: равенство давлений в статических и динамических режимах; соответствие температуры ЭЦН допустимым пределам; равномерность распределения воды и нефти по всей длине НКТ; пренебрежение работой газа по подъему жидкости и потерями в сепарационной емкости, то формула (3.1) преобразовывается к следующему виду [13, 104]:

$$H_{\text{скв}} = H_{\text{пл}}^{\text{верт}} - \frac{\left(P_{\text{пл}} - \frac{Q_{\text{ЭЦН}}}{K_{\text{прод}}} \right)}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} + \frac{P_{\text{буф}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} + \frac{\Delta P_{\text{тр}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} + \frac{\Delta P_{\text{арм}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g}, \quad (3.2)$$

где $H_{\text{пл}}^{\text{верт}}$ – глубина пласта по вертикали, м; $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па; $K_{\text{прод}}$ – коэффициент продуктивности скважины, м³/Па·сут; $\Delta P_{\text{тр}}$ – потери давления на трение в НКТ, Па; $\Delta P_{\text{арм}}$ – потери давления в фонтанной арматуре, Па.

Местные потери напора обуславливаются преодолением местных сопротивлений, создаваемых фасонными частями, арматурой и прочим оборудованием трубопроводных сетей. Движение в трубопроводе при наличии местных сопротивлений является неравномерным. Местные сопротивления вызывают изменение величины или направления скорости движения жидкости на отдельных участках трубопровода, что связано с появлением дополнительных потерь напора. В результате этого часть напора затрачивается на преодоление сопротивления движению жидкости, вызванного трением внутри жидкости, а другая часть механической энергии переходит в тепловую [105].

В документации на оборудование, как правило, не приводятся характеристики регулирования насосов дросселированием [13].

Анализ источников [23, 106-109] показывает, что расчет потерь давления является достаточно сложной задачей, в которой необходимо учитывать множество факторов, в том числе: режим движения жидкости, многофазность жидкости, скорость движения жидкости, коэффициенты гидравлического сопротивления элементов и др. При этом в нормативных документах [110] и справочниках [111, 112] можно найти информацию о коэффициентах местных сопротивлений типовых элементов. В данной работе штуцер рассматривается как канал с внезапным сужением и расширением.

При внезапном расширении трубопровода поток срывается с угла и расширяется постепенно, причем, в кольцевом пространстве между потоком и стенкой трубы образуются вихри, которые и являются причиной потерь энергии. При этом происходит непрерывный обмен частицами жидкости между основным потоком и завихренной его частью. Потери напора при внезапном расширении вычисляются как:

$$\Delta h_{\text{расш}} = \left(1 - \frac{S_1}{S_2}\right)^2 \cdot \frac{v_1^2}{2g}, \quad (3.3)$$

где S_1 – площадь поперечного сечения трубы до расширения, м^2 ; S_2 – площадь поперечного сечения трубы после расширения, м^2 ; v_1 – скорость движения жидкости до расширения, м/с [113, 114].

Внезапное сужение трубопровода или русла всегда вызывает меньшую потерю энергии, чем внезапное расширение с таким же соотношением площадей. В этом случае потеря обусловлена, во-первых, трением потока при входе в узкую трубу, и во-вторых, потерями на вихреобразование. Потери напора при внезапном сужении вычисляются как:

$$\Delta h_{\text{суж}} = 0,5 \left(1 - \frac{S_1}{S_2}\right) \cdot \frac{v_2^2}{2g}, \quad (3.4)$$

v_1 – скорость движения жидкости после сужения, м/с [113, 114].

Приведенные данные о коэффициентах местных сопротивлений относятся к турбулентному режиму движения с большими числами Рейнольдса, где влияние молекулярной вязкости проявляет себя незначительно. При ламинарном или близком к нему течении коэффициенты местных сопротивлений зависят от числа Рейнольдса, которое определяется как:

$$Re = \frac{\rho_{\text{ж}} v d}{\mu} = \frac{v d}{\nu}, \quad (3.5)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, кг/м^3 ; v – скорость движения жидкости, м/с ; d – гидравлический диаметр трубопровода, м ; μ – динамическая вязкость среды, $\text{Па}\cdot\text{с}$; ν – кинематическая вязкость среды, $\text{м}^2/\text{с}$.

При выполнении расчетов следует учитывать, что при достаточно больших числах Рейнольдса формируются отрывные течения, которые и являются основной причиной местных сопротивлений при больших значениях Re . В этом случае коэффициент местного сопротивления $\xi = \text{const}$. В первом приближении можно сказать, что при резких переходах в местных сопротивлениях коэффициент ξ не зависит от Re при $Re > 3000$, а при плавных очертаниях – при $Re > 10000$ [115].

Частотное регулирование

На скважинах, которые оборудованы станциями управления с частотными преобразователями, регулирование может выполняться посредством изменения частоты питающего напряжения на выходе станции управления. Данный принцип управления основан на теории центробежных насосов, которая определяет соотношения [112, 116]:

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{n_1}{n_2} \right)^2, \quad (3.6)$$

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{n_1}{n_2}, \quad (3.7)$$

где n_1, n_2 – скорость вращения центробежного насоса до и после регулирования, об/мин; Q_1, Q_2 – подача насоса до и после регулирования, м³/сут; H_1, H_2 – напор насоса до и после регулирования, м. Схематично, принцип управления подачей при помощи частотного регулирования представлен на рисунке 3.2. Как видно из графика, регулирование осуществляется за счет смещения напорной характеристики насоса.

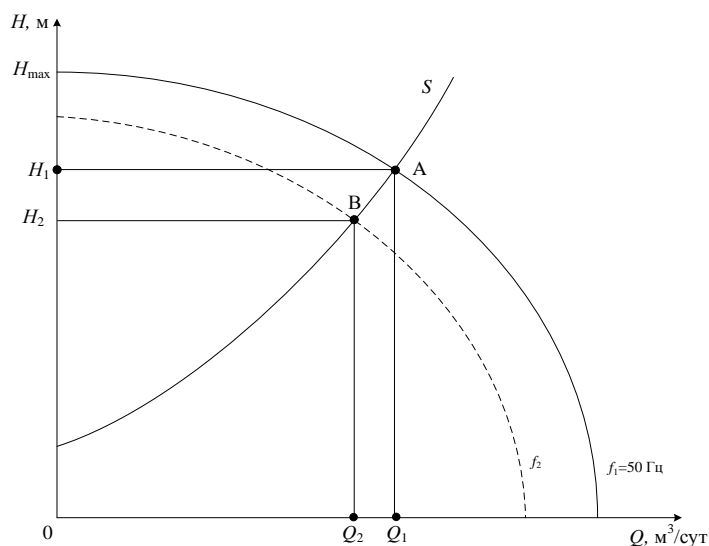


Рисунок 3.2 – Управление подачей частотным регулированием

Стоит отметить, что при частотном регулировании, наряду с подачей, изменяется и напор. Это стоит учитывать и определять диапазон регулирования

таким образом, чтобы напор насоса был не меньше минимальной величины, требуемой технологическим режимом.

Частотное регулирование совместно с дросселированием

Дросселирование и частотное регулирование имеют свои ограничения. Максимального эффекта от регулирования можно достичь, если применять оба этих метода регулирования одновременно (рисунок 3.3).

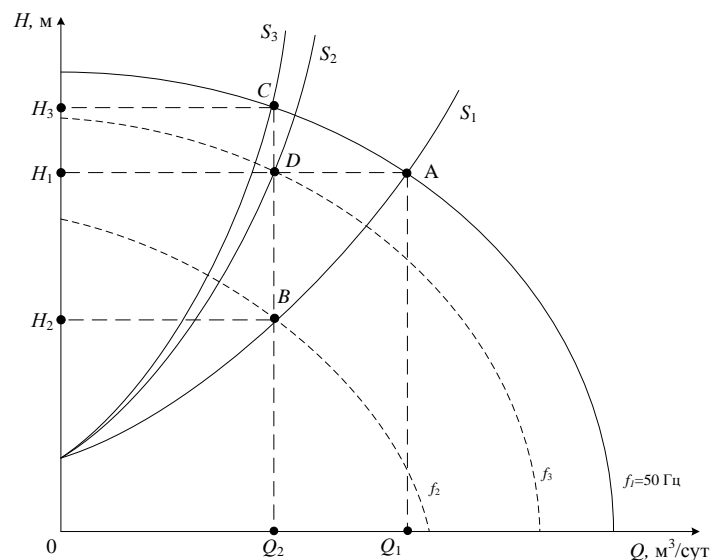


Рисунок 3.3 – Совместное применение частотного регулирования и дросселирования

Примем за исходный режим рабочую точку *A*. Как видно из рисунка 3.3, если применять лишь частотное регулирование, то рабочая точка насоса сместится в точку *B*, где величина напора достаточно низкая, и ее может оказаться недостаточно для подъема пластовой жидкости на поверхность с требуемыми параметрами. Если применять лишь дросселирование, то рабочая точка сместится в точку *C*, при этом возникнут дополнительные потери напора. Если же применить совместно дросселирование и частотное регулирование, то рабочая точка сместится в точку *D*, при этом напор останется той же величины (не возникнет дополнительных потерь, либо нехватки напора), а дебит станет равен желаемой величине.

На рисунке 3.4 обозначено: S_1 - S_4 – характеристики системы, определяющиеся параметрами насосно-компрессорных труб и выкидной линии, дебитом добываемой жидкости; точки A - D – рабочие точки для режимов 1-4; f_1 - f_3 – напорные характеристики насоса для различных частот (строятся путем параллельного переноса напорной характеристики основной частоты до пересечения с новой рабочей точкой); $Q_{пред, f1}$ – теоретически возможная предельная подача при частоте напряжения питающей сети 50 Гц (определяется по напорной характеристике насоса), м³/сут; Q_{Hmin} – подача при минимальном напоре (H_{min}) на характеристике насоса при частоте 50 Гц, м³/сут; $Q_{1в}$, $Q_{2в}$ – подача насоса для различных режимов, приведенные к плотности воды, м³/сут (см. ниже)

По напорной характеристике насоса также определяются дополнительные точки, которые необходимы для проведения расчетов: H_{max} – максимально-возможный напор насоса на основной частоте при подаче, равной 0; напоры, соответствующие подачами насоса $Q_{1в}$ и $Q_{2в} - H_1$ и H_2 ; минимально допустимый напор насоса (определяется технологами цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ)) H_{min} .

Регулирование параметров и смещение напорных характеристик насоса возможно путем изменения частоты станции управления. Упрощенный алгоритм подбора оптимальной частоты станции управления представлен на рисунке 3.5, где $f_1=50$ Гц. В данном алгоритме не учитывается изменение КПД насоса при изменении частоты [42].

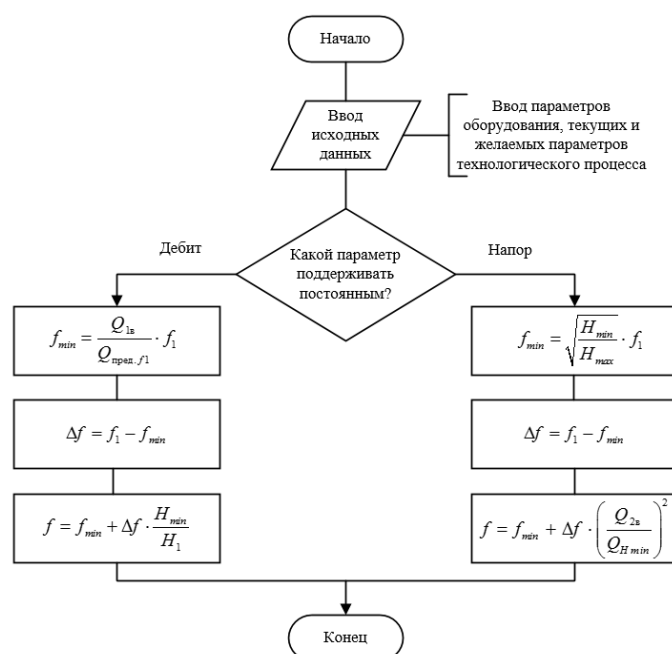


Рисунок 3.5 – Упрощенный алгоритм подбора оптимальной частоты станции управления

3.2 Ограничения при изменении параметров технологического режима

Защита от срыва подачи

Когда УЭЦН работает в нормальном режиме, приток приблизительно равен номинальной производительности установки, а динамический уровень стабилен ($H_{дин} = const$).

В случае нестабильного притока жидкости, динамический уровень может опуститься до критического уровня, когда подпор, необходимый для работы центробежного насоса будет недостаточен для подачи жидкости на прием насоса. В этом случае насос перестает перекачивать жидкость и работает вхолостую. Это явление называется срывом подачи [118].

Для определения максимально-допустимого дебита на основании соотношений технологических параметров, изложенных в [94], используется следующий подход.

Давление на приеме насоса, при котором газосодержание на входе в насос не превышает предельно-допустимое, вычисляется по формуле:

$$P_{\text{пр}} = (1 - \Gamma) \cdot P_{\text{нас}}, \quad (3.8)$$

где Γ – предельно допустимое газосодержание, о.е.; $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения, Па.

Учитывая, что при изменении отбора жидкости из скважины будет изменяться давление на приеме насоса, необходимо представить это взаимодействие в аналитической форме.

Забойное давление определяется как:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} - \frac{Q_{\text{ЭЦН}}}{K_{\text{прод}}}, \quad (3.9)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па; $Q_{\text{ЭЦН}}$ – дебит насоса, м³/сут; $K_{\text{прод}}$ – коэффициент продуктивности скважины, м³/(Па·сут).

Динамический уровень определяется как:

$$H_{\text{дин}} = L_{\text{скв}} - \frac{P_{\text{заб}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g}, \quad (3.10)$$

где $L_{\text{скв}}$ – глубина отверстий перфорации, м; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность добываемой жидкости, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с².

Глубина подвески насоса определяется как:

$$L = H_{\text{дин}} + \frac{P_{\text{пр}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g}. \quad (3.11)$$

Исходя из формул (3.8)–(3.11), получим выражение для определения давления на приеме насоса при изменении дебита:

$$P_{\text{пр}} = (L - L_{\text{скв}}) \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g + P_{\text{пл}} - \frac{Q_{\text{ЭЦН}}}{K_{\text{прод}}}. \quad (3.12)$$

Таким образом, чтобы избежать срыва подачи из-за наличия свободного газа, необходимо, чтобы соблюдалось условие:

$$(L - L_{\text{скв}}) \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g + P_{\text{пл}} - \frac{Q_{\text{ЭЦН}}}{K_{\text{прод}}} \geq (1 - \Gamma) \cdot P_{\text{нас}}. \quad (3.13)$$

Формулируя неравенство относительно подачи, получаем:

$$Q_{\text{ЭЦН}} \leq \left[(L - L_{\text{скв}}) \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g + P_{\text{пл}} - (1 - \Gamma) \cdot P_{\text{нас}} \right] K_{\text{прод}} / \quad (3.14)$$

С учетом минимально-допустимого уровня жидкости над насосом получаем:

$$Q_{\text{ЭЦН}} \leq \left[L - \Delta H - L_{\text{скв}} + \frac{P_{\text{пл}} - (1 - \Gamma) P_{\text{нас}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} \right] K_{\text{прод}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g, \quad (3.15)$$

где ΔH – минимально допустимый уровень жидкости над насосом [119].

Защита от перегрева

Установка проверяется на теплоотвод по минимально допустимой скорости охлаждающей жидкости в кольцевом сечении, образованной внутренней поверхностью обсадной колонны в месте установки погружного агрегата и внешней поверхностью погружного двигателя, для чего рассчитывается скорость потока откачиваемой жидкости:

$$V = \frac{Q_{\text{ЭЦН}}}{F}, \quad (3.16)$$

F – площадь кольцевого сечения, м².

Площадь кольцевого сечения вычисляется по формуле:

$$F = 0,785 \cdot (D^2 - d^2), \quad (3.17)$$

D – внутренний диаметр обсадной колонны, м; d – внешний диаметр ПЭД, м.

Для того, чтобы тепловой режим двигателя считался нормальным, необходимо, чтобы скорость потока откачиваемой жидкости была больше минимальной допустимой скорости для установленного двигателя [94].

Формулируя неравенство относительно подачи, получаем выражение:

$$Q_{\text{ЭЦН}} \geq 0,785 \cdot V \cdot (D^2 - d^2). \quad (3.18)$$

Ограничения запорной арматуры и штуцеров

Стоит учитывать, что существуют ограничения при регулировании подачи дросселированием. Диаметр проходного отверстия может изменяться за счет применения регулируемого, либо нерегулируемого дросселя. Согласно [120], механизм регулируемой задвижки калибруется и на нем должны быть указаны диаметры круглых отверстий, имеющих площади, эквивалентные минимальным площадям потока жидкости. В связи с этим, для обоих типов дросселей пределы регулирования справедливо будет записать в виде дискретной функции:

$$d = k \cdot \Delta d, \quad (3.19)$$

где $0 < k \leq N, k \in \mathbb{Z}$ – номер ступени регулирования, N – количество ступеней регулирования; Δd – шаг регулирования диаметра, м.

Ограничения по минимальному напору

При изменении режима следует учитывать, что напор насоса должен быть не меньше определенной минимальной величины, а дебит насоса должен быть равен заданному:

$$\begin{cases} H_{\text{ЭЦН}} \geq H_{\min} \\ Q_{\text{ЭЦН}} \approx Q_{\text{зад}} \end{cases}. \quad (3.20)$$

Для определения нижней границы регулирования частоты следует учитывать изменение подачи и напора насоса в зависимости от частоты:

$$\begin{cases} H'_{\text{ЭЦН}} = H_{\text{ЭЦН}} \cdot \left(\frac{f}{50}\right)^2 \\ Q'_{\text{ЭЦН}} = Q_{\text{ЭЦН}} \cdot \frac{f}{50} \end{cases}. \quad (3.21)$$

где $H'_{\text{ЭЦН}}$ – напор насоса при частоте напряжения питающей сети, отличной от номинальной, м; $Q'_{\text{ЭЦН}}$ – подача насоса при частоте напряжения питающей сети, отличной от номинальной, м³/сут; f – частота напряжения питающей сети, Гц.

Исходя из теории центробежных насосов, вычислим минимальное значение частоты, при которой обеспечивается требуемая подача насоса с минимально-необходимым напором. Порядок вычисления представлен ниже:

1) рассчитывается граничная частота напряжения питающей сети, ниже которой насос теоретически не развивает требуемый напор (пересечение напорной характеристики насоса с осью абсцисс), на основании того, что подача насоса изменяется пропорционально изменению скорости вращения вала насоса:

$$f_{2min} = \frac{Q_2}{Q_1} \cdot f_1, \quad (3.22)$$

где Q_1 – подача насоса, при напоре равном 0 на частоте 50 Гц, м³/сут; Q_2 – требуемая подача, м³/сут; f_1 – основная частота напряжения питающей сети (для России 50 Гц), Гц;

2) определяется интервал возможного изменения частоты для регулирования подачи при заданном напоре:

$$\Delta f = f_1 - f_{2min}; \quad (3.23)$$

3) принимается допущение, что регулирование напорной характеристики скважины не имеет ограничений, и точка ее пересечения с напорной характеристикой насоса находится в точке с координатами (Q_2 ; H_2). Затем вычисляется минимально допустимая частота, которая обеспечит заданную подачу при минимально-допустимом напоре:

$$f_2 = f_{2min} + \Delta f \cdot \frac{H_2}{H_1}, \quad (3.24)$$

где H_1 – напор при заданной подаче на напорной характеристике насоса при 50 Гц, м; H_2 – требуемый напор, м.

Частоту следует выбирать ближайшую большую, исходя из дискретности регулирования преобразователя частоты.

Предполагается, что частотное регулирование будет применяться совместно с дросселированием. Из формул (3.20)–(3.24) выразим в общем виде зависимость требуемой глубины регулирования частоты от параметров технологического

процесса, технологических ограничений и с учетом взаимодействия электротехнического и технологического оборудования:

$$f_2 = \frac{Q_2}{Q_1} \cdot f_1 + \left(f_1 - \frac{Q_2}{Q_1} \cdot f_1 \right) \cdot \frac{H_2}{H_1} = \frac{Q_2}{Q_1} \cdot f_1 \cdot \left(1 + \frac{f_1 \cdot \frac{H_2}{H_1}}{\frac{Q_2}{Q_1} \cdot f_1} - \frac{H_2}{H_1} \right) =$$

$$= \frac{Q_2}{Q_1} \cdot f_1 \cdot \left(1 + \frac{H_2 \cdot Q_1}{H_1 \cdot Q_2} - \frac{H_2}{H_1} \right) \quad (3.25)$$

Ограничения по напряжению на клеммах двигателя

Ограничения по напряжению на клеммах двигателя приняты следующие: положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального напряжения [121].

Ограничения по частоте напряжения

В составе ЭТК УЭЦН используются трансформаторы ТМПН. Согласно данным заводов изготовителей [12], трансформаторы могут функционировать при частоте от $f_{Tmin}=35$ Гц до $f_{Tmax}=70$ Гц.

3.3 Методика оптимизации электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос»

Как было отмечено в предыдущих параграфах, наиболее оптимального регулирования с точки зрения энергетической эффективности можно достичь за счет применения комбинированного метода управления, включающего в себя дросселирование и частотное регулирование.

Разработка расчетной схемы

На основании структуры ЭТК НМ, представленной в главе 1, разработана схема взаимодействия элементов ЭТК УЭЦН (рисунок 3.6), где η_{cy} – КПД станции управления; f – частота напряжения на выходе станции управления; $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора; $\Delta P_{хх}$ – потери холостого хода трансформатора; $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора;

$U_{ВН}$ – напряжение обмоток высокого напряжения трансформатора ТМПН;
 $U_{НН}$ – напряжение обмоток низкого напряжения трансформатора ТМПН; $I_{ХХ}$ – ток холостого хода трансформатора ТМПН; $U_{КЗ}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора ТМПН; $r_{КЛ}$ – удельное активное сопротивление погружной кабельной линии; $x_{КЛ}$ – удельное реактивное сопротивление погружной кабельной линии; $l_{КЛ}$ – длина погружной кабельной линии; $P_{ном}$ – номинальная мощность ПЭД; $U_{ном}$ – номинальное напряжение ПЭД; $\cos\varphi(K_3)$ – зависимость изменения коэффициента мощности ПЭД от коэффициента загрузки; $\eta(K_3)$ – зависимость изменения КПД ПЭД от коэффициента загрузки; d – внешний диаметр ПЭД; V – минимально-допустимая скорость охлаждающей жидкости; $Q_{ов}$ – оптимальная подача ЭЦН на водяной характеристике; $\eta_{ЭЦН}(Q)$ – зависимость изменения КПД ЭЦН от дебита; $Q_{ЭЦН}$ – текущий дебит ЭЦН; $\rho_{ж}$ – плотность добываемой жидкости; ν – вязкость добываемой жидкости; $P_{буф}$ – буферное давление; $P_{пл}$ – пластовое давление; $L_{скв}$ – глубина скважины; L – глубина подвески насоса; Q_{max} – теоретически возможный максимальный дебит насоса при напоре равном 0 м; B – коэффициент объемного расширения нефти; $K_{прод}$ – коэффициент продуктивности скважины; $H_{дин}$ – динамический уровень; D – внутренний диаметр НКТ; Γ – газосодержание на приеме насоса; $P_{нас}$ – давление насыщения; $P_{ЭЦН}$ – мощность, необходимая для привода ЭЦН; $P_{ПЭД}$ – активная мощность, потребляемая ПЭД; $Q_{ПЭД}$ – реактивная мощность, потребляемая ПЭД; $\Delta U_{КЛ}$ – потеря напряжения в КЛ; $P_{КЛ}$ – активная мощность по стороне ВН трансформатора; $Q_{КЛ}$ – реактивная мощность по стороне ВН трансформатора; ΔU_T – потеря напряжения в трансформаторе; P_T – активная мощность по стороне НН трансформатора; Q_T – реактивная мощность по стороне НН трансформатора; $P_{уЭЦН}$ – активная мощность УЭЦН; $Q_{уЭЦН}$ – реактивная мощность УЭЦН.

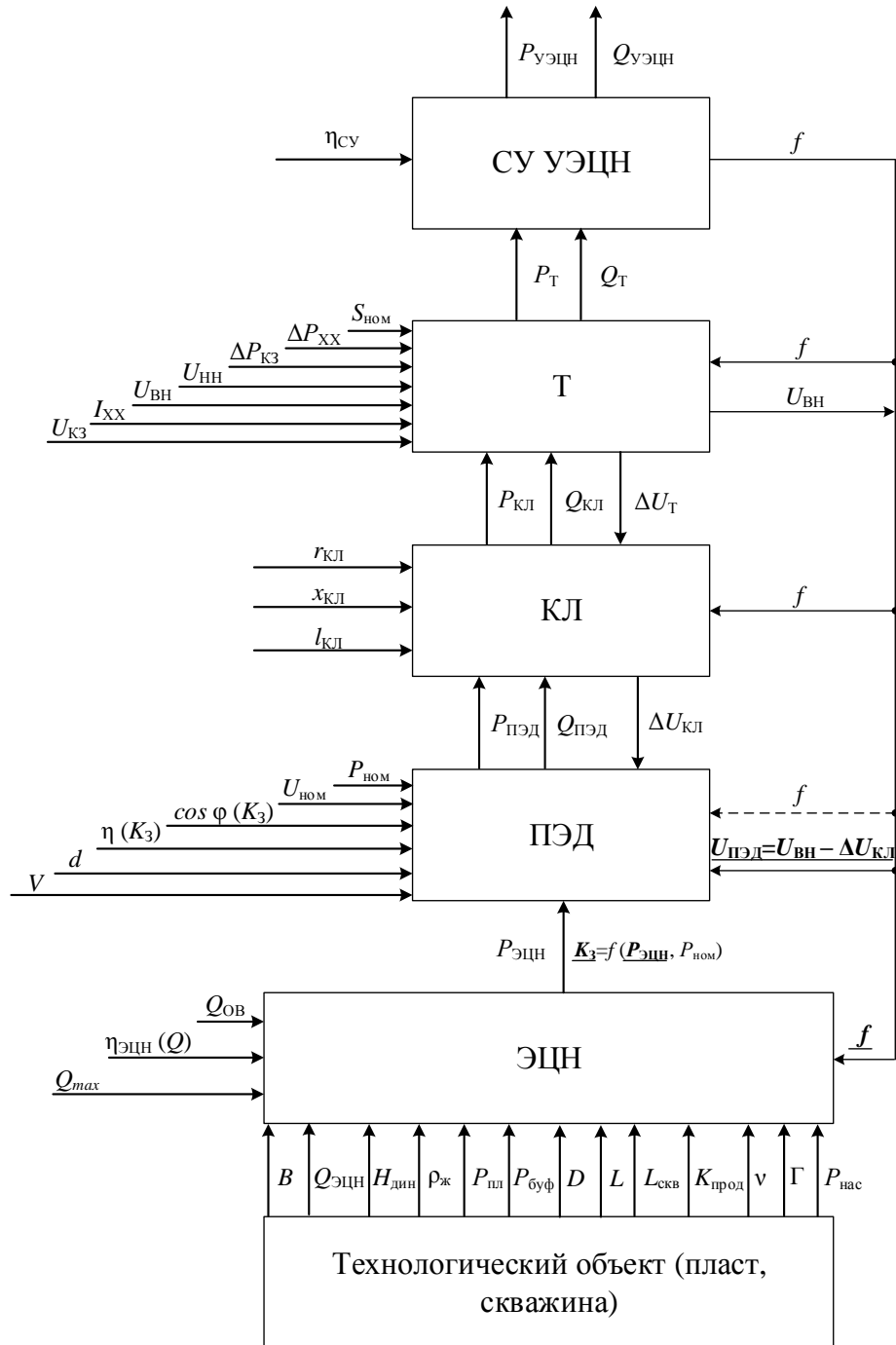


Рисунок 3.6 – Схема взаимодействия элементов ЭТК УЭЦН

Расчет электропотребления УЭЦН

Суммарная электрическая мощность, потребляемая УЭЦН, определяется полезной мощностью на валу двигателя и суммой потерь мощности во всех элементах схемы [122]. Согласно рисунку 3.6 суммарная мощность определяется как:

$$P_{уэцн} = P_{пэд} + \Delta P_{кл} + \Delta P_T + \Delta P_{cy}. \quad (3.26)$$

На основании моделей, представленных в главе 2, составим выражения для определения полезной мощности и мощности потерь в элементах.

Мощность, потребляемая электродвигателем, определяется по формуле:

$$P_{\text{ПЭД}} = \frac{\rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{ЭЦН}} \cdot Q_{\text{ЭЦН}} \cdot B}{\sum_{i=0}^4 a_i \left(\frac{50}{f} \right)^i \cdot \left(\frac{Q_{\text{ЭЦН}}}{Q_{\text{max}}} \right)^i \cdot K_{\eta} \cdot \eta_{\text{ПЭД}} \cdot 86400}. \quad (3.27)$$

Напор насоса вычисляется по формуле [9, 102]:

$$H_{\text{ЭЦН}} = \left(\frac{P_{\text{буф}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} + H_{\text{дин}} \right). \quad (3.28)$$

Динамический уровень жидкости в скважины вычисляется по формуле [94]:

$$H_{\text{дин}} = L_{\text{скв}} - \frac{P_{\text{пл}} - \frac{Q_{\text{ЭЦН}}}{K_{\text{прод}}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g}. \quad (3.29)$$

КПД двигателя описывается полиномом [14]:

$$\eta_{\text{ПЭД}} = (0,659 \cdot K_3^4 - 0,367 \cdot K_3^3 - 1,836 \cdot K_3^2 + 2,288 \cdot K_3 + 0,259) \times \eta_{\text{ПЭДном}}, \quad (3.30)$$

$\eta_{\text{ПЭДном}}$ – номинальный КПД двигателя, о.е.

Коэффициенты полиномов КПД ЭЦН и напорных характеристик ЭЦН, используемых на предприятии, представлены в таблицах 3.1 и 3.2 соответственно [14].

Таблица 3.1 – Коэффициенты полиномов КПД ЭЦН

Номинальная подача насоса, м ³ /сут	Коэффициент полинома					Q_{max} , м ³ /сут
	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	
35	-0,00024	0,98450	1,86770	-5,38880	2,55150	68
50	0,00069	1,34660	0,49400	-3,21960	1,37620	98
60	-0,00441	1,81270	-0,23110	-2,54010	0,94720	107

Таблица 3.2 – Коэффициенты полиномов HQ -характеристик ЭЦН

Номинальная подача насоса, м ³ /сут	Коэффициент полинома					Q_{max} , м ³ /сут
	b_0	b_1	b_2	b_3	b_4	
35	6,1359	-4,0785	12,6701	-27,3180	12,6635	68
50	6,5889	-3,8867	14,4428	-31,9124	14,8066	98
60	6,2313	-2,0575	13,0263	-29,7212	12,3191	107

Потери активной и реактивной мощности в кабельной линии определяются как:

$$\Delta P_{\text{кл}} = 3 \cdot \left(\frac{P_{\text{пэд}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{пэд}} \cdot \cos \varphi_U} \right)^2 \cdot r_{\text{кл}}, \quad (3.31)$$

$$\Delta Q_{\text{кл}} = 3 \cdot \left(\frac{P_{\text{пэд}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{пэд}} \cdot \cos \varphi_U} \right)^2 \cdot x_{\text{кл}}, \quad (3.32)$$

где $\cos \varphi_U$ – коэффициент мощности двигателя при напряжении на клеммах двигателя, отличном от номинального, определяется по формуле (2.82).

Потери мощности в трансформаторе определяются как:

$$\Delta P_{\text{т}} = \Delta P_{\text{хх}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left(\frac{(P_{\text{пэд}} + \Delta P_{\text{кл}})^2 + (P_{\text{пэд}} \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_U) + \Delta Q_{\text{кл}})^2}{S_{\text{ном}}^2} \right). \quad (3.33)$$

Потери мощности в станции управления определяются как:

$$\Delta P_{\text{су}} = (P_{\text{пэд}} + \Delta P_{\text{кл}} + \Delta P_{\text{т}}) \cdot (1 - \eta_{\text{су}}). \quad (3.34)$$

Разработка алгоритма оптимизации электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос»

В общей постановке задача оптимизации режимов ЭТК технологических объектов является нелинейной задачей, которая может содержать непрерывные и дискретные переменные. В зависимости от вида целевой функции, вида и учета ограничений задача оптимизации становится задачей частично целочисленного нелинейного программирования. При оптимизации установившихся режимов объектов ЭТК используются УУР. В полученном решении, соответствующем оптимальному режиму, все полученные параметры должны удовлетворять заданным ограничениям [123].

Задача оптимизации потребления электрической энергии УЭЦН сводится к задаче поиска минимума функции:

$$\begin{cases} P_{\text{уэцн}} \rightarrow \min \\ f \geq \frac{Q_2}{Q_1} \cdot f_1 \cdot \left(1 + \frac{H_2 \cdot Q_1}{H_1 \cdot Q_2} - \frac{H_2}{H_1} \right). \end{cases} \quad (3.35)$$

Дополнительным условием окончания решения является:

$$0,995 \leq \frac{H_{\text{скв}}(Q_{\text{эцн}})}{H_{\text{нас}}(Q_{\text{эцн}})} \leq 1,005, \quad (3.36)$$

где $H_{\text{скв}}(Q_{\text{эцн}})$ – напор скважины при заданном дебите, м; $H_{\text{нас}}(Q_{\text{эцн}})$ – напор насоса при заданной подаче, м. Граничные значения выбраны на основании разницы величин напора на границах интервала подачи 1 м³/сут в области оптимальной подачи насоса [14].

Задача в данной постановке является задачей нелинейного программирования с ограничением в виде неравенства. Для решения задач оптимизации подобного рода применим метод решения, относящегося к группе непрямых методов, – метод штрафных функций. Этот метод предназначен для решения задач нелинейного программирования с ограничениями, как в форме неравенств, так и в форме равенств. Рассмотрим в общем виде задачу:

$$f(\mathbf{x}) \rightarrow \min, \mathbf{x} \in X \subset E^n, \quad (3.37)$$

$$g_i(\mathbf{x}) \leq 0, i = 1:m, \quad (3.38)$$

в которой все функции f, g_i считаются непрерывными на всем пространстве E^n . Функция $P(\mathbf{x})$, определенная и непрерывная на E^n , называется штрафной функцией, если выполняются следующие условия:

$$P(\mathbf{x}) = 0 \quad \forall \mathbf{x} \in X, \quad (3.39)$$

$$P(\mathbf{x}) > 0 \quad \forall \mathbf{x} \notin X. \quad (3.40)$$

Введем обобщенную функцию ($k = 1, 2, \dots$)

$$f(\mathbf{x}, k) = f(\mathbf{x}) + kP(\mathbf{x}), \quad (3.41)$$

где k – некоторое положительное число, называемое коэффициентом штрафа. В этом методе функции $P(\mathbf{x})$ подбираются так, чтобы при больших k функция $f(\mathbf{x}, k)$

мало отличалась от $f(\mathbf{x})$ при $\forall \mathbf{x} \in X$ и быстро возрастала при удалении точки $\mathbf{x} \notin X$ от допустимого множества, т.е. функция $P(\mathbf{x})$ назначает положительный «штраф» за выход за пределы допустимого множества X , тогда как для точек из X «штраф» отсутствует.

Как указывалось ранее, повышение энергетической эффективности системы «ПЭД – ЭЦН» следует оценивать через показатель энергоэффективности всей установки. В связи с этим, задача оптимизации электропотребления системы «ПЭД – ЭЦН» сводится к минимизации потребляемой УЭЦН мощности, и оптимизационная функция без ограничений запишется в виде:

$$P'_{уэцн} = P_{уэцн} + r \left(\frac{Q_2}{Q_1} \cdot f_1 \cdot \left(1 + \frac{H_2 \cdot Q_1}{H_1 \cdot Q_2} - \frac{H_2}{H_1} \right) \right)^2 \rightarrow \min. \quad (3.42)$$

Выбирается решение с меньшим значением потребляемой мощности с соблюдением условия (3.36).

В укрупненном виде алгоритм оптимизации электропотребления УЭЦН делится на несколько этапов:

- 1) ввод исходных данных. Проверка ограничений по дебиту;
- 2) определение параметров оборудования, обеспечивающих заданные технологические параметры;
- 3) выбор оптимального режима с учетом ограничений по частоте, давлению, напору;
- 4) выбор оптимальной ступени ПБВ трансформатора.

Блок-схема данного алгоритма представлена на рисунке 3.7, где блоки выполняют следующие функции:

Блок 1. Ввод исходных данных: глубина подвеса насоса L , глубина скважины $L_{скв}$, газосодержание на приеме насоса Γ , пластовое давление $P_{пл}$, давление насыщения $P_{нас}$, коэффициент продуктивности скважины $K_{прод}$, внутренний диаметр НКТ D , внешний диаметр ПЭД d , минимально-допустимая скорость охлаждающей жидкости V , частота напряжения на выходе станции управления f ,

минимально допустимый напор H_{min} , параметры пластовой жидкости, напорные характеристики насоса, параметры технологического процесса, параметры электротехнического оборудования, допустимая погрешность расчетов ε .

Блок 2. Сравнение заданного дебита с минимально- и максимально-допустимой величиной по условию (3.15).

Блок 3. Если $Q < Q_{min}$, то принимается $Q = Q_{min}$, $Q > Q_{max}$, то принимается $Q = Q_{max}$.

Блок 4. Построение напорных характеристик скважины (3.2).

Блок 5. Определение частот f_2 , при которых выполняется условие (3.36).

Блок 6. Вычисление потребляемой мощности по (3.26)–(3.34).

Блок 7. Выбор оптимальных частоты и диаметра штуцера, исходя из набора параметров, полученных в блоке 6.

Блок 8. Сравнение полученного значения частоты с диапазоном рабочих частот трансформатора ТМНП [12].

Блок 9. Сравнение вычисленной величины f_2 с величиной f_{Tmax} .

Блок 10. Если $f_2 > f_{Tmax}$, то f_2 принимается равной величине частоты, вычисленной в блоке 6 для меньшего диаметра штуцера.

Блок 11. Если $f_2 \leq f_{Tmin}$, то f_2 принимается равной величине частоты, вычисленной в блоке 6 для большего диаметра штуцера.

Блок 12. Вычисление $P_{буф}$ при выбранной частоте f_2 .

Блок 13. Сравнение вычисленной величины $P_{буф}$ с величиной P_{max} .

Блок 14. Сравнение вычисленной величины H с величиной H_{min} .

Блок 15. Если на вход поступает сигнал с блока 13, то выбирается ближайшая меньшая частота f_2 , рассчитанная в блоке 6. Если на вход поступает сигнал с блока 14, то выбирается ближайшая большая частота f_2 , рассчитанная в блоке 6.

Блок 16. Выбор ответвления устройства регулирования напряжения трансформатора.

Блок 17. Вывод результатов расчетов.

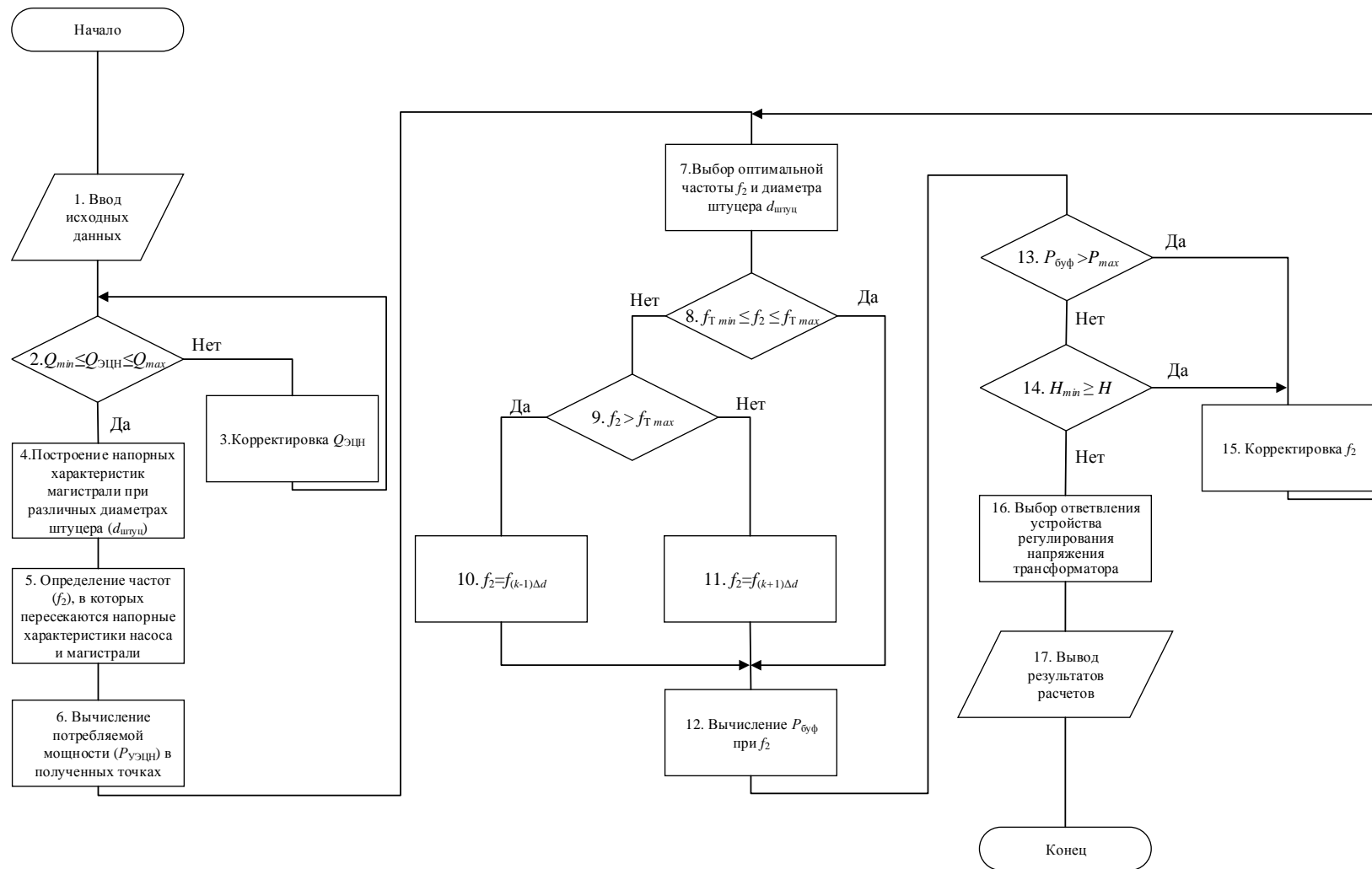


Рисунок 3.7 – Блок-схема алгоритма оптимизации электропотребления УЭЦН

(Q_{min} , Q_{max} – величины минимально- и максимально-допустимого дебита; f_{Tmin} , f_{Tmax} – минимально- и максимально-допустимые рабочие частоты трансформатора; P_{max} – максимально-допустимое буферное давление; H_{min} – минимально-допустимый напор насоса)

Индикативные показатели, позволяющие оценивать результативность управляющих воздействий

Добыча нефти постепенно приводит к падению пластового давления. В свою очередь, это приводит к смещению характеристики скважины (см. выражение (3.2)) и, соответственно, смещению рабочей точки насоса и изменению дебита. Оценка текущих параметров пласта и прогнозирование его состояния являются достаточно объемной и комплексной задачей, в которой должны быть учтены геологические свойства пласта, физико-химические свойства пластовой жидкости и особенности технологического режима [117].

Технологическим индикативным показателем предлагается использовать:

$$\Pi_T = P_{\text{буф}} - P_{\text{лин}}, \quad (3.43)$$

где $P_{\text{лин}}$ – линейное давление, Па.

Изменение технологического режима возможно при условии:

$$\Pi_T \geq \Delta P_{\text{арм}(k+1)\Delta d}, \quad (3.44)$$

где $\Delta P_{\text{арм}(k+1)\Delta d}$ – величина изменения давления при увеличении диаметра штуцера на одну ступень, относительно установленного, Па.

При рассмотрении технологических режимов объектов механизированной добычи НМ главным критерием энергоэффективности является удельное потребление электрической энергии на единицу добываемой продукции. При этом, задача повышения энергоэффективности формулируется как сохранение объемов добываемой жидкости с уменьшением потребления электрической энергии. Поскольку система «ПЭД – ЭЦН» является составляющей частью УЭЦН, повышение энергетической эффективности системы «ПЭД – ЭЦН» следует оценивать через показатель энергоэффективности всей установки.

На всех КТП месторождения, питающих технологические объекты, организован технический учет электроэнергии. На основании этих данных и данных по добытой жидкости (дискретность заполнения документов, фиксирующих параметры электрического режима, составляет одни сутки) и определяется удельное электропотребление:

$$W_{уд} = \frac{W}{Q_{ЭЦН}}, \quad (3.45)$$

где W – объем потребленной электрической энергии за рассматриваемый период, кВт·ч/сут; $Q_{ЭЦН}$ – дебит насоса, м³/сут.

Энергетическим индикативным показателем предлагается использовать:

$$\Pi_{\mathcal{E}} = \left(1 - \frac{W'_{уд}}{W_{уд}} \right) \cdot 100\%, \quad (3.46)$$

где $W_{уд}$, $W'_{уд}$ – удельное электропотребление установки до и после оптимизации.

Если значение индикативного показателя $\Pi_{\mathcal{E}} > 0$, тогда изменение технологического режима целесообразно с точки зрения энергоэффективности.

Выводы по главе 3

1. Определен перечень ограничений при изменении технологического режима, значения которых рассчитываются на основе текущих параметров технологического процесса и параметров оборудования.

2. Предложена аналитическая запись уравнения напорной характеристики скважины с учетом регулирования диаметра штуцера выкидной линии.

3. Разработана зависимость требуемой глубины регулирования частоты от параметров технологического процесса, технологических ограничений и с учетом взаимодействия электротехнического и технологического оборудования.

4. Разработаны индикативные показатели, позволяющие оценивать результативность управляющих воздействий на энергоэффективность электротехнологического оборудования с учетом существующих технологических ограничений.

5. Разработан алгоритм оптимизации электропотребления системы «погружной электрической двигатель – электроцентробежный насос» для повышения ее энергетической эффективности, учитывающий технологические ограничения, ограничения оборудования, особенности функционирования оборудования и параметры электрического режима.

4 ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ «ПОГРУЖНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ДВИГАТЕЛЬ – ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫЙ НАСОС»

4.1 Разработка цифровой модели системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос»

Описание объектов ЭТК нефтяного месторождения на основе объектно-ориентированного подхода

Система «ПЭД – ЭЦН» является неотъемлемой частью ЭТК УЭЦН. В связи с этим, для описания взаимодействия данной системы с аналогичными системами необходимо и достаточно описать взаимодействие УЭЦН в составе ЭТК НМ. Применение объектно-ориентированного подхода к созданию модели ЭТК НМ обуславливается тем, что месторождение имеет иерархическую структуру, в которой выделяются определенные уровни, состоящие из типовых блоков (рисунок 1.1). Современными инструментами в области программирования, которые представляют возможность наглядно представить взаимосвязи объектов, являются среды графического программирования. Предлагается программная реализация разработанных моделей элементов и моделей взаимодействия элементов в среде графического программирования *LabVIEW*, так как это ПО, во-первых, содержит возможность сопряжения с реальным оборудованием и обработки данных с него, во-вторых, содержит встроенные средства визуализации, используемые для создания пользовательского интерфейса, с помощью которого удобно отслеживать и изменять данные многоуровневой системы. Применение *LabVIEW* в перспективе позволит получать информацию из различных автоматизированных систем сбора данных предприятия в режиме реального времени. На основании полученной информации можно будет выполнять моделирование и оценивать энергетическую эффективность текущего технологического процесса.

Объектно-ориентированный подход оперирует понятиями «класс», «свойство», «метод» и др. Применительно к объекту исследования, классами моделей являются конечные элементы и типовые уровни агрегации; свойствами

класса являются исходные данные, которые используются при расчетах; методами класса являются расчетные величины, которые передаются в следующий класс для выполнения дальнейших расчетов.

Станция управления

Объектами класса «Станция управления» являются различные типы (модели) станций управления. Блок-диаграмма виртуального прибора (ВП) в среде *LabVIEW* класса «Станция управления» представлена на рисунке 4.1. На основании анализа особенностей функционирования станций управления и влияния параметров элементов ЭТК на них, определены следующие свойства класса «Станция управления», которые необходимы для реализации заложенных в класс методов:

- активная мощность на выходе станции управления (P_{trans});
- реактивная мощность на выходе станции управления (Q_{trans});
- КПД станции управления (KPD);
- коэффициент мощности станции управления (\cos);
- выходное напряжение станции управления (U_{low}).

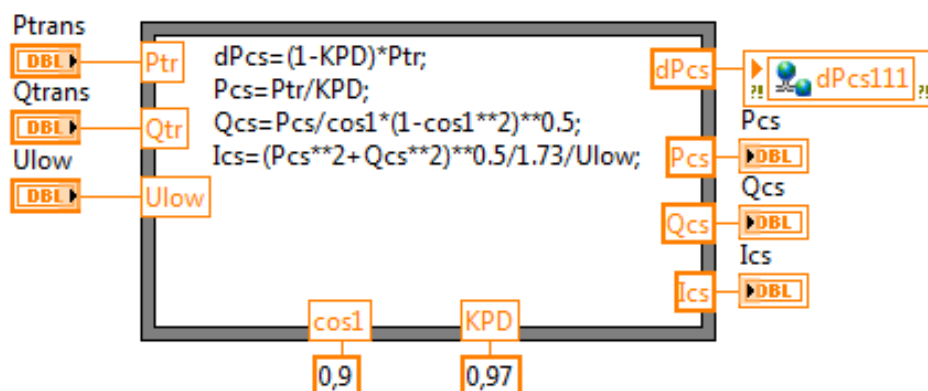


Рисунок 4.1 – Блок-диаграмма ВП класса «Станция управления»

Класс «Станция управления» содержит следующие методы:

- потери активной мощности в станции управления (dP_{cs});
- активная мощность на входе станции управления (P_{cs});
- реактивная мощность на входе станции управления (Q_{cs});
- вычисление тока на входе станции управления (I_{cs}).

Трансформатор

Объектами класса «Трансформатор» являются различные типы (модели) трансформаторов. ВП класса «Трансформатор» в среде *LabVIEW* представлен на рисунке 4.2. На основании анализа особенностей функционирования трансформаторов и влияния параметров элементов ЭТК на них, определены следующие свойства класса «Трансформатор», которые необходимы для реализации заложенных в класс методов:

- напряжение обмотки ВН трансформатора (U_{high});
- напряжение обмотки НН трансформатора (U_{low});
- номинальная мощность трансформатора (S_{rat});
- потери холостого хода трансформатора (dP_i);
- потери короткого замыкания трансформатора (dP_{sc});
- ток холостого хода трансформатора (I_i);
- напряжение короткого замыкания (U_{sc});
- частота питающего напряжения станции управления (*frequency*) (для трансформаторов КТП и ПС отсутствует);
- активная мощность вторичной обмотки трансформатора (P_{pl});
- реактивная мощность вторичной обмотки трансформатора (Q_{pl});
- номер ответвления ПБВ/РПН (*RPN position*);
- шаг регулирования ПБВ/РПН (*RPN step*);
- напряжение первичной обмотки трансформатора ($U_{low TS}$).

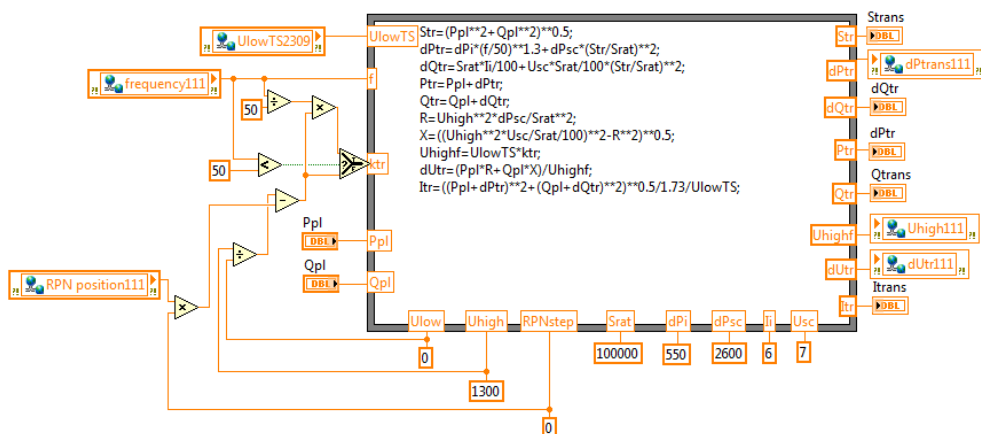


Рисунок 4.2 – Блок-диаграмма ВП класса «Трансформатор»

Класс «Трансформатор» содержит следующие методы:

- потери активной мощности в трансформаторе (dP_{trans});
- напряжение вторичной обмотки трансформатора (U_{high});
- потери напряжения в трансформаторе (dU_{tr});
- вычисление тока первичной обмотки трансформатора (I_{trans}).

Линия электропередачи (ЛЭП)

Объектами класса «ЛЭП» являются кабельные линии и воздушные линии электропередачи. Блок-диаграмма ВП класса «ЛЭП» в среде *LabVIEW* представлена на рисунке 4.3. На основании анализа особенностей функционирования линий электропередачи и влияния параметров элементов ЭТК на него, определены следующие свойства класса «ЛЭП», которые необходимы для реализации заложенных в класс методов:

- ток, протекающий в ЛЭП ($Current$);
- активная мощность в конце ЛЭП (P_{sem});
- реактивная мощность в конце ЛЭП (Q_{sem});
- частота питающего напряжения станции управления ($frequency$);
- удельное активное сопротивление ЛЭП (R);
- удельное реактивное сопротивление ЛЭП (X);
- длина ЛЭП (L);
- допустимый ток ЛЭП (I_{dop});
- допустимая температура ЛЭП (T_{dop}).

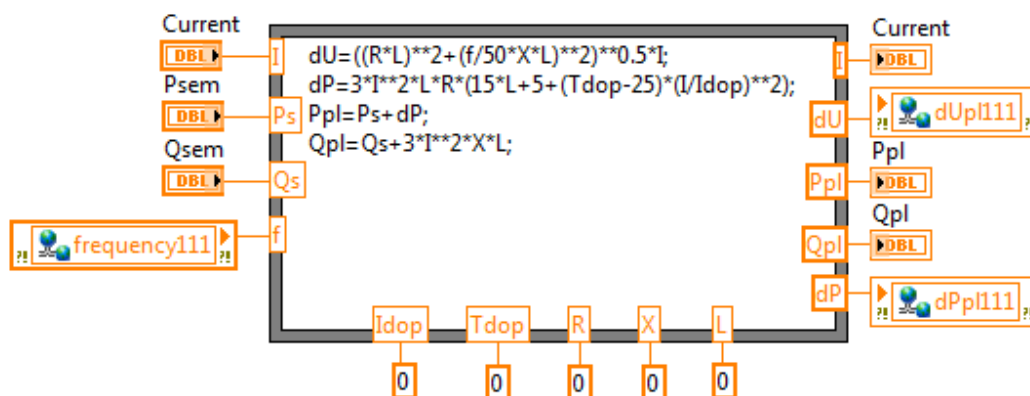


Рисунок 4.3 – Блок-диаграмма ВП класса «ЛЭП»

Класс «ЛЭП» содержит следующие методы:

- потери напряжения в ЛЭП (dU_{pl});
- активная мощность в начале ЛЭП (P_{pl});
- реактивная мощность в начале ЛЭП (Q_{pl});
- потери активной мощности в ЛЭП (dP_{pl});
- передача данных в следующий объект (*Current*).

ПЭД

Объектами класса «ПЭД» являются различные типы (модели) погружных электродвигателей. Блок-диаграмма ВП класса «ПЭД» в среде *LabVIEW* представлена на рисунке 4.4. На основании анализа особенностей функционирования ПЭД и влияния параметров элементов ЭТК на него, определены следующие свойства класса «ПЭД», которые необходимы для реализации заложенных в класс методов:

- частота питающего напряжения станции управления (*frequency*);
- мощность, потребляемая насосом (*P_{pump}*);
- номинальная мощность двигателя (*P_{rat}*);
- номинальный ток двигателя (*I_{rat}*);
- номинальное напряжение двигателя (*U_{rat}*);
- номинальный коэффициент мощности двигателя (*cos rat*);
- номинальный КПД двигателя (*EFF_{rat}*);
- напряжение на зажимах двигателя (*U_{sem}*);
- коэффициенты полинома тока двигателя (*IC₀*, *IC₁*, *IC₂*);
- коэффициенты полинома КПД двигателя (*EC₀*, *EC₁*, *EC₂*, *EC₃*);
- коэффициенты полинома коэффициента мощности двигателя (*CC₀*, *CC₁*, *CC₂*, *CC₃*).

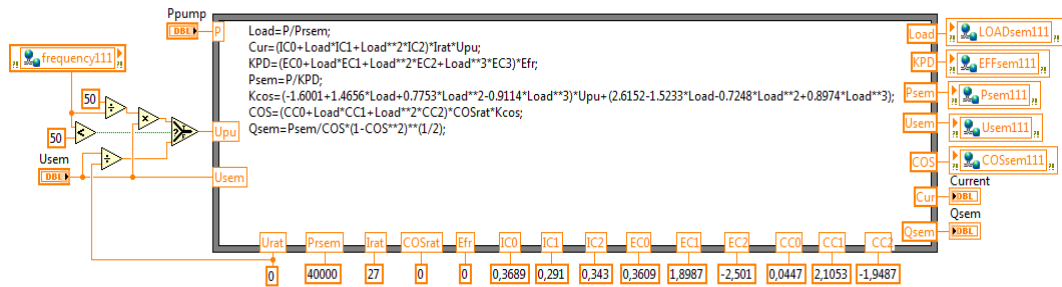


Рисунок 4.4 – Блок-диаграмма ВП класса «ПЭД»

Класс «ПЭД» содержит следующие методы:

- загрузка ПЭД (*LOADsem*);
- режимный КПД двигателя (*EFFsem*);
- активная мощность, потребляемая двигателем (*Psem*);
- реактивная мощность, потребляемая двигателем (*Qsem*);
- режимный коэффициент мощности двигателя (*COSsem*);
- режимный ток двигателя (*Current*).

Электроцентробежный насос

Объектами класса «ЭЦН» являются различные типы (модели) электроцентробежных насосов. Блок-диаграмма ВП класса «ЭЦН» в среде *LabVIEW* представлена на рисунке 4.5. На основании анализа особенностей функционирования ЭЦН и влияния параметров элементов ЭТК на него, определены следующие свойства класса «ЭЦН», которые необходимы для реализации заложенных в класс методов:

- частота питающего напряжения станции управления (*frequency*);
- дебит (*Pump.rate*);
- плотность жидкости (*Density*);
- теоретически возможная подача насоса (*Qmax*);
- вязкость (*Viscosity*);
- напор насоса (*Prom.rez*);
- оптимальная подача насоса (*Qopt.wat*);
- коэффициенты полинома КПД насоса (C_0, C_1, C_2, C_3, C_4).

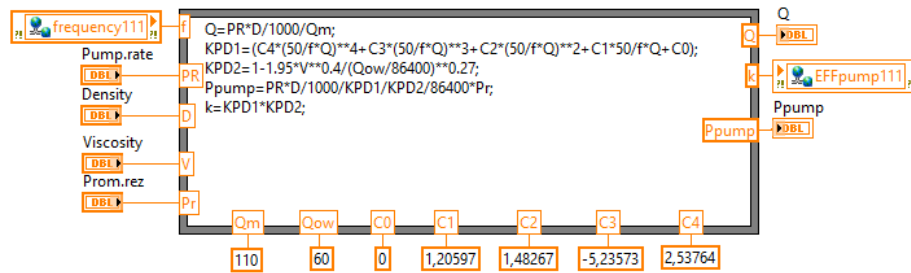


Рисунок 4.5 – Блок-диаграмма ВП класса «ЭЦН»

Класс «ЭЦН» содержит следующие методы:

- вычисление мощности, потребляемой насосом (P_{pump});
- вычисление КПД насоса (EFF_{pump}).

Статическая нагрузка

Объектами класса «Статическая нагрузка» является разнотипное оборудование, которое не может быть охарактеризовано параметрами технологического процесса (объекты административно-бытового комплекса, системы освещения, системы обогрева, скребковые будки и т.д.). Блок-диаграмма ВП класса «Статическая нагрузка» в среде *LabVIEW* представлена на рисунке 4.6.

Определены следующие свойства класса «Статическая нагрузка», которые необходимы для реализации заложенных в класс методов:

- активная мощность ($Act.power$);
- реактивная мощность ($React.power$);
- напряжение ($Voltage$).

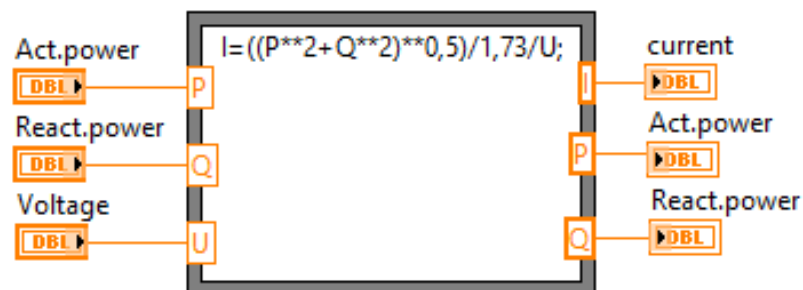


Рисунок 4.6 – Блок-диаграмма ВП класса «Статическая нагрузка»

Класс «Статическая нагрузка» содержит следующие методы:

- режимный ток нагрузки ($Current$).

Пласт

Объектами класса «Пласт» являются различные пласты (например, пласты Т-Фм, Бб, Бш). Перечень параметров, характеризующих пласт, достаточно многообразен и включает в себя, в том числе, геологические параметры пласта, физико-химические параметры пластовой жидкости. Расчет на основании этих параметров достаточно трудоемкий, кроме того, отсутствует возможность получения полного и актуального перечня исходных данных, так как на предприятиях не всегда реализуется централизованный сбор информации. В диссертационном исследовании используются данные документов, фиксирующих параметры технологического процесса (так называемых «шахматок»), которые содержат актуальную информацию по технологическому режиму и заполняются отделом технологов. Блок-диаграмма ВП класса «Пласт» в среде *LabVIEW* представлена на рисунке 4.7. На основании перечня основных фиксируемых технологами параметров и режимов функционирования ЭЦН определены следующие свойства класса «Пласт», которые необходимы для реализации заложенных в класс методов:

- объемный коэффициент нефти (*Oil V.R.*);
- динамический уровень (*Dyn.level*);
- буферное давление (*WH.press*);
- плотность жидкости (*Density*);
- дебит жидкости (*Pump.rate*);
- вязкость жидкости (*Viscosity*).

Класс «Пласт» содержит следующие методы:

- вычисление напора, развиваемого насосом (*Prom.rez*);
- передача данных в следующий объект (*Pump.rate, Viscosity*).

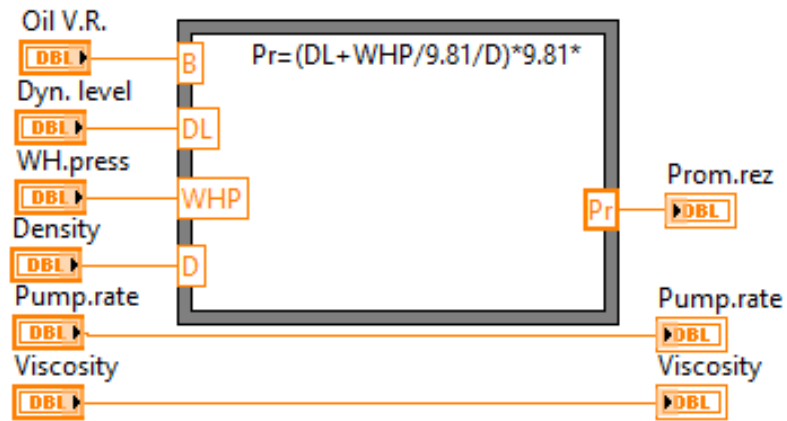


Рисунок 4.7 – Блок-диаграмма ВП класса «Пласт»

Построение иерархической структуры ЭТК

В соответствии с уровневой структурой ЭТК нефтяного месторождения, разработан принцип укрупнения вышепредставленных классов.

Схема взаимодействия элементов УЭЦН

Первым уровнем агрегации элементов является УЭЦН. Данный уровень представляет собой структуру со стандартным набором последовательно соединенных элементов. При этом на данном уровне вычисляются параметры электрического режима на основании параметров технологического процесса, текущих параметров механического и электрического оборудования, а также параметров электрического режима.

Блок-диаграмма ВП «УЭЦН», который, в том числе, отражает схему взаимодействия элементов, представлена на рисунке 4.8.

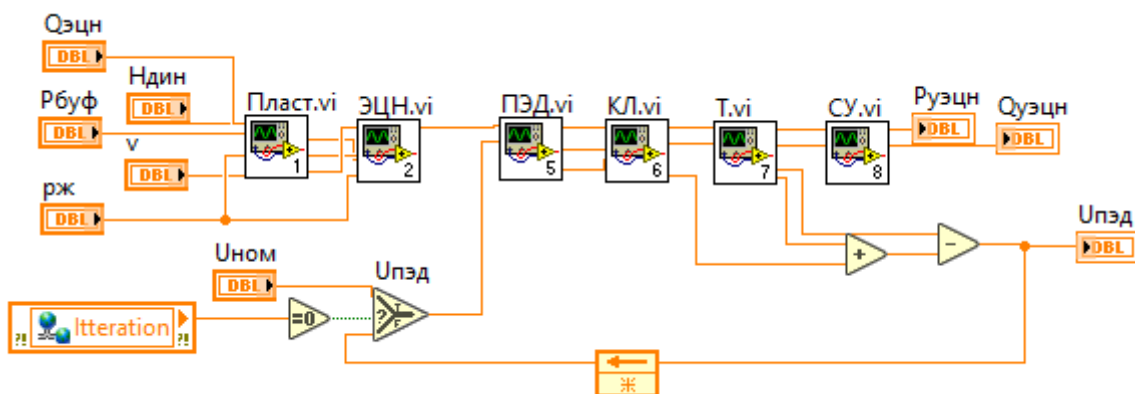


Рисунок 4.8 – Блок-диаграмма ВП «УЭЦН»

Свойствами ВП являются: номер итерации (*Iteration*).

Методы, реализуемые в ВП: напряжение на клеммах двигателя (*Usem1*).

Также разработан визуальный интерфейс (рисунок 4.9), который позволяет как управлять режимом, так и отслеживать текущие параметры технологического процесса, электрического режима, а также эффективность функционирования оборудования.

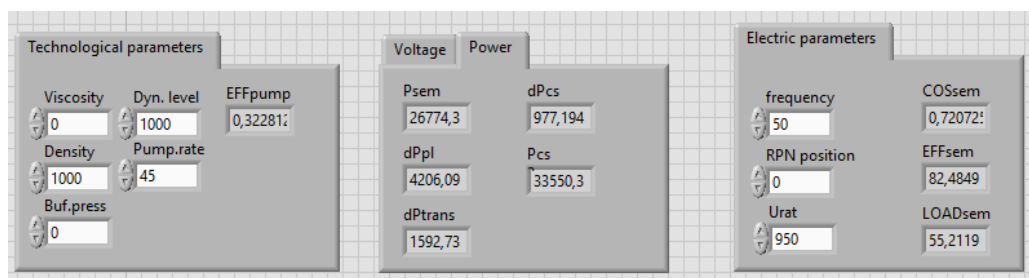


Рисунок 4.9 – Фрагмент интерфейса пользователя для ВП «УЭЦН»

В светлых полях отражаются контролируемые параметры, данные параметры имеют функцию редактирования. Затемненные поля соответствуют наблюдаемым параметрам и имеют функцию отображения.

Схема взаимодействия элементов КТП

В разработанном ВП «КТП» взаимодействие УЭЦН осуществляется через узловые напряжения. Электроснабжение УЭЦН осуществляется от КТП, соответственно, на уровне КТП учитывается взаимодействие УЭЦН питающихся от шин низкого напряжения одной КТП. В разработанной модели шины КТП моделируются сумматорами. Фрагмент блок-диаграммы ВП «КТП» представлен на рисунке 4.10.

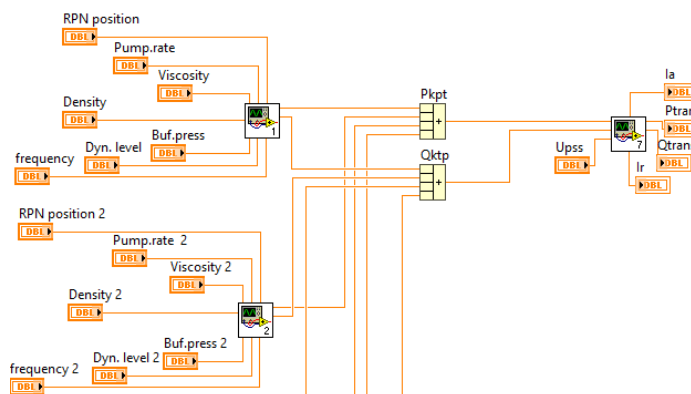


Рисунок 4.10 – Фрагмент блок-диаграммы ВП «КТП»

Свойствами ВП являются: напряжение источника питания ($Upss$).

Методы, реализуемые в ВП:

- активная мощность на шинах КТП (P_{ktp});
- реактивная мощность на шинах КТП (Q_{ktp}).

Уровень подстанции

На уровне подстанции дерево проекта (рисунок 4.11) отражает структуру ЭТК НМ. На верхнем уровне агрегации элементов – ЭТК (PSS), следующий уровень агрегации элементов – КТП ($TS2304$ -...), ниже расположены УЭЦН ($Well4$ -...), на нижнем уровне – конечный элемент ($Control\ station$, $HDSyst$...). В рамках ЭТК взаимное влияние УЭЦН учитывается через узловые напряжения в точках отпаяк линий электропередачи к КТП.

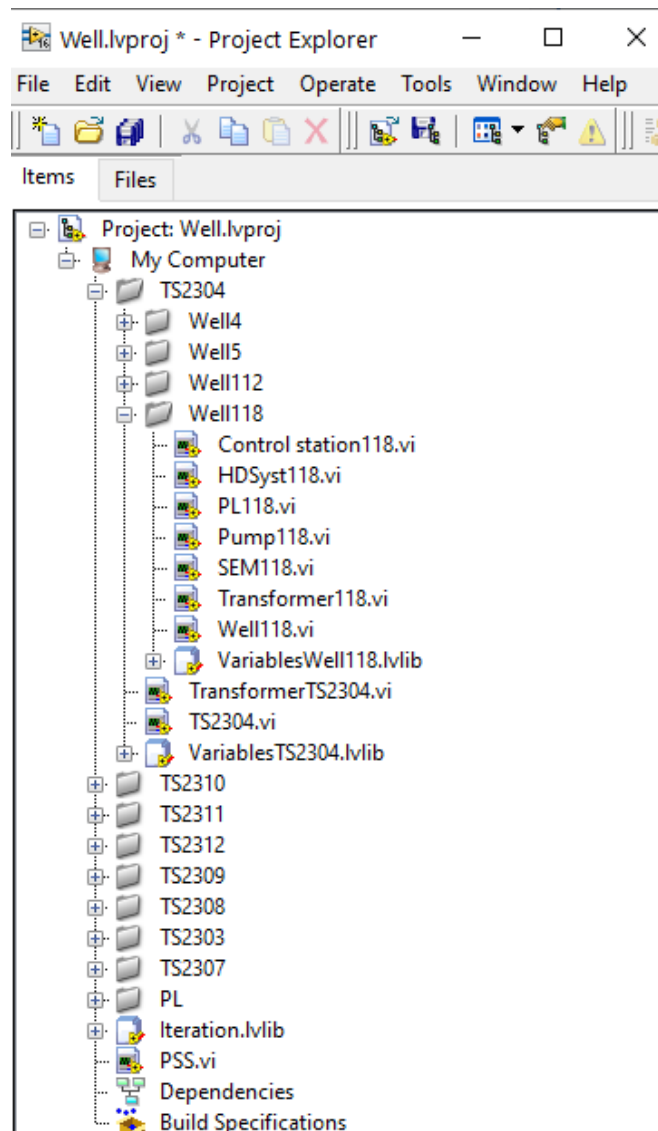


Рисунок 4.11 – Дерево проекта

Структурно-функциональная схема цифровой модели системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос»

Рассмотренный подход к созданию цифровой модели системы «ПЭД – ЭЦН» в составе ЭТК НМ позволяет на основе разработанной элементной базы создавать модели произвольной структуры, вносить корректировки в свойства и методы классов или отдельных объектов. Структурно-функциональная схема разработанной модели представлена на рисунке 4.12.

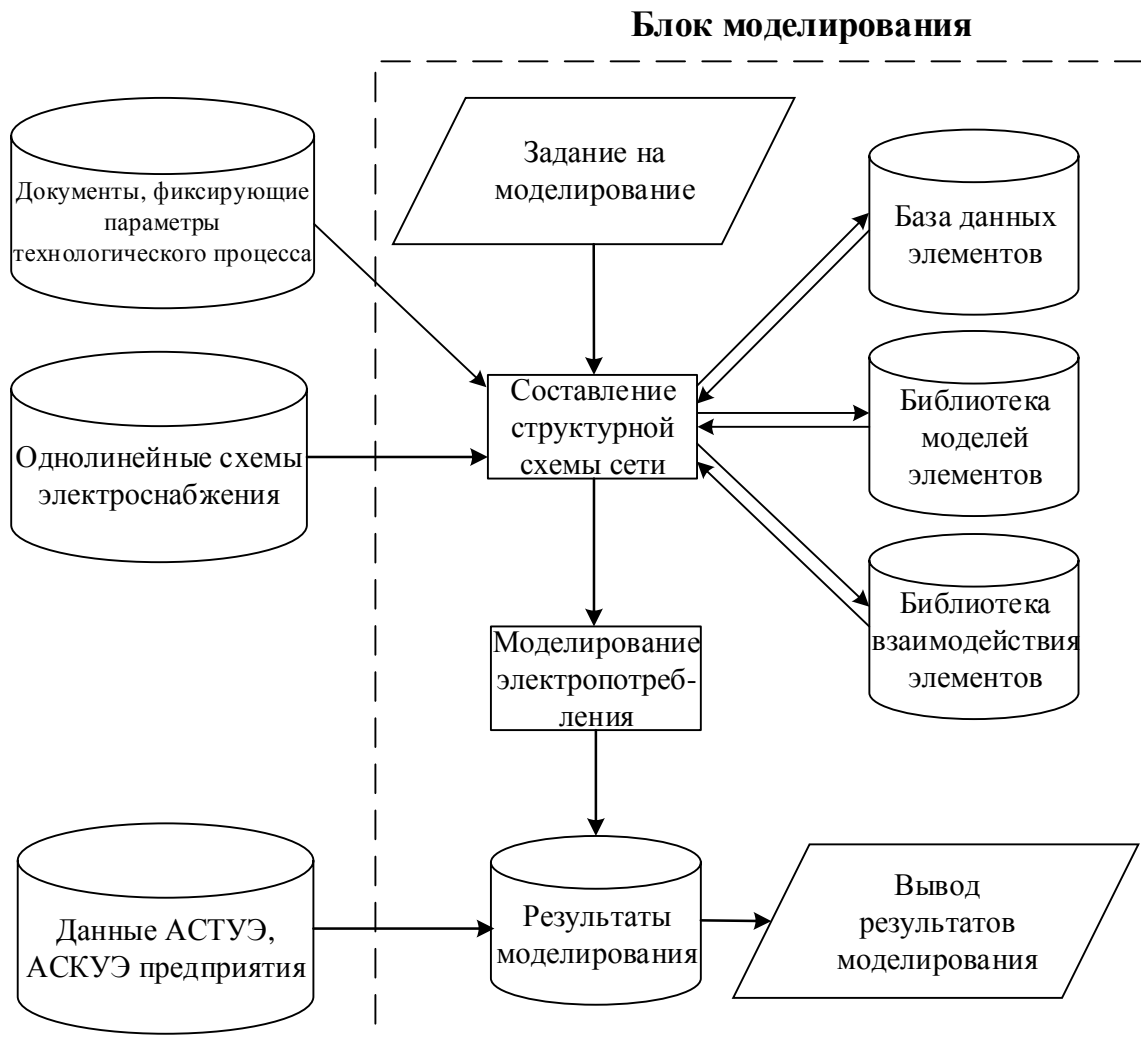


Рисунок 4.12 – Структурно-функциональная схема цифровой модели системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос»

В данной структурно-функциональной схеме используются следующие блоки:

1) **База данных элементов (БД)** содержит параметры элементов, соответствующие внесенным маркам оборудования. Стоит отметить, что для однотипных элементов может иметься достаточно обширный ряд параметров, в связи с этим, параметры моделей могут заноситься в ручном режиме.

2) **Библиотека моделей элементов** содержит типовые объекты, используемые при моделировании (элементы ЭТК).

3) **Библиотека взаимодействия элементов** содержит типовые структуры для агрегации объектов в объекты более высокого уровня.

4) **Документы, фиксирующие параметры технологического процесса** – документы предприятия, в которых фиксируются параметры технологического процесса. Используются для задания параметров режимов.

5) **Однолинейные схемы электроснабжения** используются для оценки и задания необходимой структуры модели ЭТК.

6) **АСТУЭ, АСКУЭ предприятия** – системы предприятия, данные из которых (мощности, токи, напряжения) используются для верификации результатов моделирования.

7) **Блок «Моделирование электропотребления»** обеспечивает процесс расчета параметров электропотребления, соответствующих заданному режиму.

8) **База данных «Результаты моделирования»** содержит набор параметров электропотребления, соответствующих заданному режиму.

4.2 Цифровое моделирование системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос»

Моделирование электропотребления УЭЦН в составе ЭТК НМ

Оценка адекватности разработанной цифровой модели проводилась путем сравнения данных моделирования с данными, полученными в результате инструментальных замеров на скважинах месторождения им. В. П. Сухарева ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (Пермский край).

Перечень оборудования, установленного на участке механизированной добычи месторождения им. В. П. Сухарева, представлен в приложении А. Данные

о параметрах средств измерения представлены в приложении Б. Для верификации моделей выбраны контрольные точки (рисунок 4.13): отходящие линии от шин низкого напряжения КТП (точки «2»), а также ввод низкого напряжения КТП (точка «1»). В точке «1» данные получены из системы технического учета электроэнергии предприятия, в точке «2» замеры выполнялись при помощи приборов *Fluke435* на напряжении 0,4 кВ.

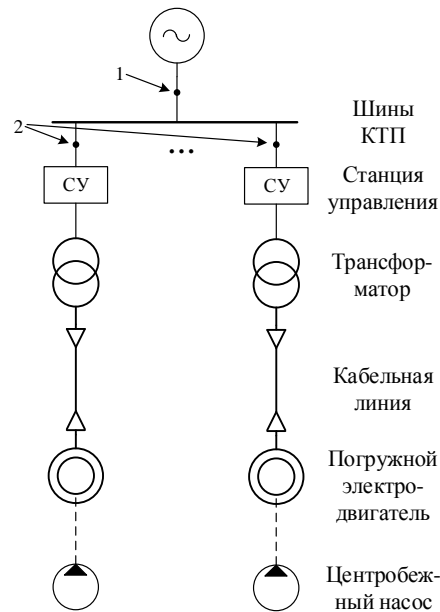


Рисунок 4.13 – Точки снятия показаний для верификации модели «ПЭД – ЭЦН»

Замеры выполнялись на месторождении им. В. П. Сухарева ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Для определения количества необходимых замеров следует выполнить статистическую обработку данных по электропотреблению. Так как на выходе станции управления напряжение поддерживается на постоянном уровне, то изменение потребляемой двигателем мощности можно оценить по изменению его тока. Статистические данные о величине тока можно получить со станции управления, дискретность записей данных – 5 минут. В качестве генеральной совокупности для оценки принадлежности к ней выборки целесообразно выбрать период, равный календарному месяцу, в связи с тем, что технологический режим планируется на данный период.

Для того, чтобы определить, принадлежит ли случайная выборка генеральной совокупности, следует выполнить следующее [124]:

1) рассчитать среднее арифметическое значение:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n}, \quad (4.1)$$

где x – наблюдаемая величина; i – номер измерения; n – количество измерений;

2) определить стандартное отклонение:

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\bar{x} - x_i)^2}{n-1}}; \quad (4.2)$$

3) определить размах Стьюдента:

$$t = \frac{|\bar{x}_2 - \bar{x}_1|}{S}, \quad (4.3)$$

где индекс «1» означает выборку, индекс «2» – генеральную совокупность.

Найденное экспериментальное значение t сравнивают с критическим $t_{кр}$ (определяется по таблицам). Если $t \ll t_{кр}$, то это значит, что выборка принадлежит генеральной совокупности.

Для скважины №115 определены следующие параметры:

$$\bar{x}_1 = 18,837; \bar{x}_2 = 18,900; S = 0,0377; t = 1,41.$$

При $n=7$; $\alpha=0,95$; $t_{кр}=2,45$ условие $t \ll t_{кр}$ выполняется, следовательно, выборка принадлежит генеральной совокупности. Расчеты для остальных скважин выполнены аналогично и по их результатам получено, что все выборки принадлежат генеральной совокупности.

Используемые при моделировании значения технологических параметров представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Значения технологических параметров, используемых при моделировании

Скважины	$Q_{эцн}$, м ³ /сут	$H_{дин}$, м	$P_{б\text{уф}}$, МПа	$\rho_{ж}$, кг/м ³
115	57,7	764	1,4	891
119	57,1	741	2,4	840
120	64,2	750	2,6	839
318	67,0	908	1,5	846

Результаты замеров, результаты моделирования электропотребления и результаты оценки погрешности на выбранных объектах на напряжении 0,4 кВ представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты замеров и моделирования электропотребления УЭЦН

Номер скважины	Параметр	Измеренное значение	Расчетное значение	Отклонение расчетного от измеренного значения δ , %
115	Потребление активной энергии, кВт·ч/сут	686,4	648,0	5,6
119		453,6	480,0	5,8
120		919,2	895,2	2,6
318		775,2	700,8	9,6
115	Потребление реактивной энергии, кВАр·ч/сут	504,0	552,0	9,5
119		146,4	156,0	6,6
120		638,4	696,0	9,0
318		612,0	648,0	5,9

Взаимное влияние оборудования в рамках месторождения учитывается через узловые напряжения при расчете параметров электропотребления. Анализ взаимного влияния оборудования выполнялся при заданных величинах изменения параметров технологического процесса и оборудования. В результате анализа выявлено, что величина изменения параметров электропотребления с учетом взаимного влияния оборудования меньше погрешности расчетов.

Оценка дополнительных потерь, вызванных наличием высших гармоник

Для оценки потерь, обусловленных влиянием ВГ существуют различные подходы, анализ которых приведен в [125, 126].

Дополнительные потери в ЛЭП, вызванные влиянием ВГ, определяются как:

$$\Delta P_{\Sigma \text{ВЛЭП}} = 3 \cdot \sum_{v=2}^n I_v^2 R_1 k_{rv}, \quad (4.4)$$

где v – номер гармоники; n – число учитываемых гармоник; I_v – ток v -ой гармоники, А; R_1 – активное сопротивление линии на основной частоте, Ом; k_{rv} – коэффициент, учитывающий влияние поверхностного эффекта, как правило, его принимают равным $k_{rv} = 0,47\sqrt{v}$ [125].

Дополнительные потери в трансформаторе, вызванные влиянием ВГ, определяются как [125]:

$$\Delta P_{\Sigma VT} = \Delta P_{XX} \sum_{v=2}^n \left(\frac{U_v}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 + 0,607 \frac{\Delta P_{K3}}{U_{K3}^2} \sum_{v=2}^n \frac{1 + 0,05v^2}{v\sqrt{v}} \left(\frac{U_v}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2, \quad (4.5)$$

где U_v – напряжение v -ой гармоники, В; $U_{\text{НОМ}}$ – паспортное значение напряжения обмотки высокого напряжения трансформатора, В; U_{K3} – паспортная величина напряжения короткого замыкания трансформатора, %; ΔP_{XX} – потери холостого хода трансформатора, Вт; ΔP_{K3} – потери короткого замыкания трансформатора, Вт.

Дополнительные потери в АД, вызванные влиянием ВГ, определяются как [125]:

$$\Delta P_{\Sigma VAД} = k_{AD} P_{\text{НОМ}} \sum_{v=2}^n \left(\frac{U_v}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \left(\frac{\sqrt{v} + \sqrt{v \pm 1}}{v^2} \right), \quad (4.6)$$

где $P_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность двигателя, Вт; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение двигателя, В; k_{AD} – коэффициент, учитывающий параметры асинхронного двигателя; знак «+» в подкоренном выражении соответствует симметричным составляющим гармоник, вращающимся против вращения поля основной гармоники, знак «−» – симметричным составляющим гармоник, создающих поля, вращение которых совпадает с вращением поля основной гармоники.

$$k_{AD} = \frac{r_1 I_{\Pi}^2}{\eta_{\text{НОМ}} \cos \varphi_{\text{НОМ}}}, \quad (4.7)$$

где r_1 – сопротивление АД, о.е; I_{Π} – кратность пускового тока АД, о.е; $\eta_{\text{НОМ}}$ – номинальный коэффициент полезного действия АД, о.е; $\cos \varphi_{\text{НОМ}}$ – номинальный коэффициент мощности двигателя, о.е.

Алгоритм расчета потерь в элементах ЭТК УЭЦН с учетом влияния высших гармоник представлен на рисунке 4.14.

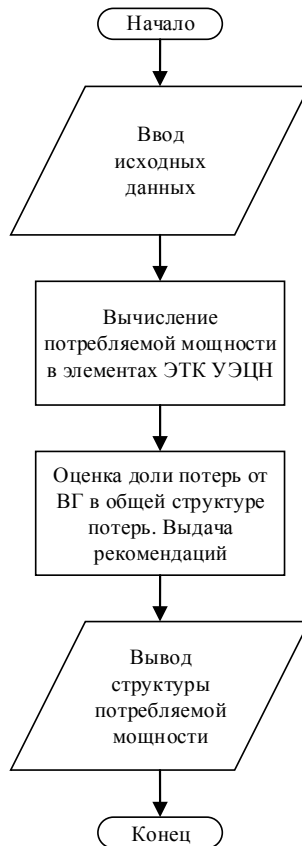


Рисунок 4.14 – Алгоритм расчета потерь в элементах ЭТК УЭЦН
с учетом влияния ВГ

Так, например, в скважине №115 месторождения им. В. П. Сухарева ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», питающейся от КТП-2310, установлено оборудование со следующими параметрами:

- ПЭД: $P_{\text{ном}}=40$ кВт; $I_{\text{п}}=7$; $\eta_{\text{ном}}=0,842$; $\cos \varphi_{\text{ном}}=0,83$;
- КЛ: КППП 3х16; $L=2,02$ км; $r_0=1,32$ Ом/км;
- Трансформатор: $S_{\text{ном}}=100$ кВА; $\Delta P_{\text{ХХ}}=0,5$ кВт; $\Delta P_{\text{КЗ}}=2,6$ кВт; $U_{\text{КЗ}}=5,5\%$.

Для оценки дополнительных потерь в элементах ЭТК УЭЦН, вызванных влиянием ВГ, выбраны 2 точки измерений (после станции управления – точка «1», перед электродвигателем – точка «2»), представленные на рисунке 4.15.

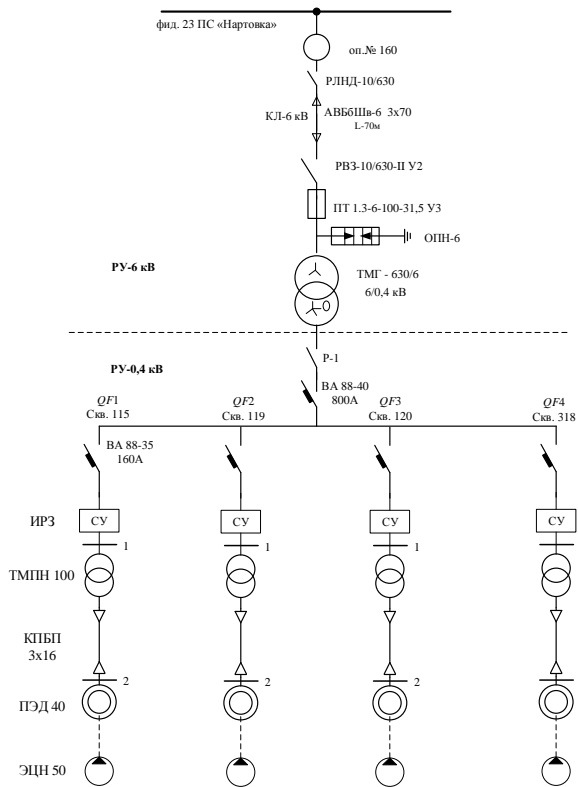


Рисунок 4.15 – Однолинейная схема КТП-2310

Расчет без учета влияния ВГ выполнялся по формулам (2.21)–(2.97), расчет с учетом влияния ВГ выполнялся по формулам (2.21)–(2.97) и (4.4)–(4.7), результаты расчета представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Структура потерь мощности в элементах ЭТК УЭЦН

Условия расчета	Потери в элементе, кВт				
	$\Delta P_{\text{ЭЦН}}$	$\Delta P_{\text{ПЭД}}$	$\Delta P_{\text{КЛ}}$	$\Delta P_{\text{Т}}$	$\Delta P_{\text{СУ}}$
Без учета влияния ВГ	13,700	4,520	4,200	1,520	0,920
С учетом влияния ВГ	13,700	4,786	4,214	1,574	0,920
Дополнительные потери, вызванные влиянием ВГ	0,000	0,266	0,014	0,054	0,000

По результатам расчетов выявлено, что ВГ оказывают определенное влияние на величину потерь электроэнергии в ЭТК УЭЦН, и наибольшее увеличение потерь от ВГ наблюдается в асинхронном двигателе. Однако стоит учитывать, что для оценки увеличения потерь в элементах ЭТК УЭЦН от ВГ необходимо иметь состав гармонических составляющих при каждом изменении режима, что представляется сложновыполнимым. Учитывая, что потери от влияния ВГ значительно меньше

величины суммарных потерь во всех элементах ЭТК УЭЦН (в том числе в насосе), ими можно пренебречь.

Выбор рациональных параметров режимов электротехнологического оборудования при оптимизации электропотребления системы «ПЭД – ЭЦН»

Апробация методики оптимизации электропотребления системы «ПЭД – ЭЦН» была выполнена для скважин месторождения им. В. П. Сухарева. Данные исходного режима и рекомендуемые, а также рассчитанные величины электропотребления, соответствующие обоим режимам, приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты выбора рациональных параметров режимов электротехнологического оборудования при оптимизации электропотребления системы «ПЭД – ЭЦН»

Режим	Параметр	Номер скважины		
		115	120	318
Исходный	$d_{штуц}$, мм	5	4	5
	f , Гц	43	56	48
	$P_{буф}$, МПа	1,4	2,6	1,5
	$H_{дин}$, м	764	750	908
	$W_{уэцн}$, кВт·ч/сут	648,0	895,2	700,8
	$W_{уд}$, кВт·ч/м ³	11,24	13,95	10,46
Оптимизированный	$d_{штуц}$, мм	7	7	8
	f , Гц	42,3	54,6	47
	$P_{буф}$, МПа	1,050	1,000	0,917
	$H_{дин}$, м	767	755	900
	$W_{уэцн}$, кВт·ч/сут	631,0	781,9	680,2
	$W_{уд}$, кВт·ч/м ³	10,95	12,18	10,15
Снижение удельного электропотребления, %		2,59	12,68	2,74

Графическое представление результатов выбора рациональных параметров режимов электротехнологического оборудования при оптимизации электропотребления системы «ПЭД – ЭЦН» скважины №115 представлено на рисунке 4.16, где HQ – напорные характеристики насосов при различных частотах напряжения питающей сети; $Q_{эцн}$ – заданный дебит насоса; $d_{штуц}$ – напорные характеристики скважины при различных диаметрах штуцера; $H_{исх}$ – величина напора насоса в исходном режиме; $H_{мин}$ – минимально-допустимый по

технологическим ограничениям напор; $H_{\text{опт}}$ – напор насоса, полученный в результате подбора оптимальных параметров оборудования.

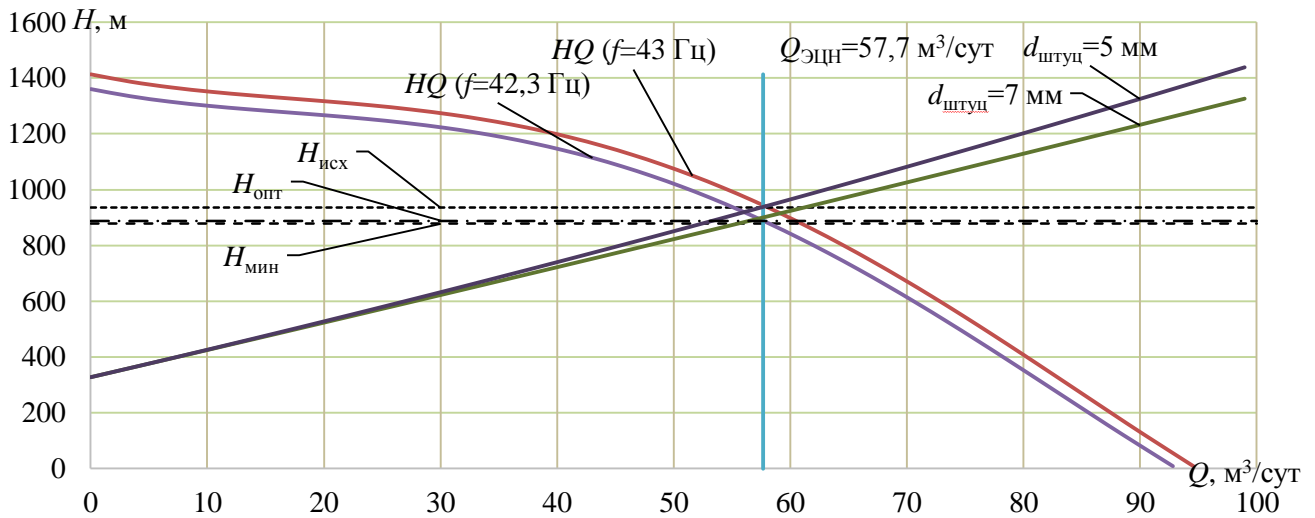


Рисунок 4.16 – Графическое представление выбора рациональных параметров режимов электротехнологического оборудования при оптимизации электропотребления системы «ПЭД – ЭЦН» скважины №115

Оценка экономической целесообразности мероприятий по выбору рациональных параметров режимов электротехнологического оборудования

Для оценки экономической целесообразности выполнения технических мероприятий по выбору рациональных параметров режимов электротехнологического оборудования следует рассмотреть 2 случая:

- УЭЦН оснащена оборудованием, позволяющим регулировать частоту;
- УЭЦН не оснащена оборудованием, позволяющим регулировать частоту.

Если УЭЦН оснащена оборудованием, позволяющим регулировать частоту, тогда отсутствует необходимость в дополнительных капиталовложениях. В связи с этим, на таких объектах будет наблюдаться положительный экономический эффект от оптимизации электропотребления с момента изменения режима.

В случае, если УЭЦН не оснащена оборудованием, позволяющим регулировать частоту, тогда целесообразность установки станции управления для регулирования частоты следует оценивать для каждой конкретной скважины исходя из текущих параметров технологического процесса и величины возможной экономии электроэнергии при оптимизации режима.

Выполнена оценка экономического эффекта выбора рациональных параметров режимов электротехнологического оборудования при оптимизации электропотребления системы «ПЭД – ЭЦН». Целевой функцией является величина снижения электропотребления (в процентах), необходимая для того, чтобы срок окупаемости инвестиций составил 5 лет. Значения параметров исходного режима выбраны: $\rho_n=800 \text{ кг/м}^3$; $\rho_v=1000 \text{ кг/м}^3$; $H_{\text{дин}}=750 \text{ м}$; $P_{\text{буф}}=2 \text{ МПа}$; $T=2,36 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$; $\eta_{\text{нас}}=0,4$; $\eta_{\text{дв}}=0,8$; $\Delta P_{\text{КЛ}}=4 \text{ кВт}$; $\Delta P_{\text{Т}}=1,2 \text{ кВт}$; $Z=300000 \text{ руб.}$ Значения параметров выбраны усредненные, характерные для рассматриваемого объекта. Для оценки требуемой величины экономии при сроке окупаемости 5 лет в качестве переменных параметров выбраны суточный дебит скважины и обводненность добываемой жидкости.

По результатам расчетов получено, что для скважины с обводненностью продукции 6% и дебитом $60 \text{ м}^3/\text{сут}$ величина снижения электропотребления, при которой установка станции управления окупится за 5 лет, составляет 7,4%.

Результаты расчета технического и экономического эффектов (при тарифе $2,36 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$ [127] для тарифного уровня напряжения СН2) для рассмотренных в таблице 4.4 объектов в годовом выражении представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Экономический эффект выбора рациональных параметров режимов электротехнологического оборудования при оптимизации электропотребления системы «ПЭД – ЭЦН»

Параметр	Единица измерения	Номер скважины		
		115	120	318
Снижение потребляемой мощности	кВт	0,70	4,73	0,85
Снижение потребляемой мощности	%	2,59	12,68	2,74
Снижение потребляемой электроэнергии	кВт·ч/год	6132	41435	7446
Экономический эффект	руб/год	14472	97787	17573

По результатам расчетов получена зависимость требуемой величины экономии от обводненности добываемой жидкости и дебита скважины (рисунок 4.17).

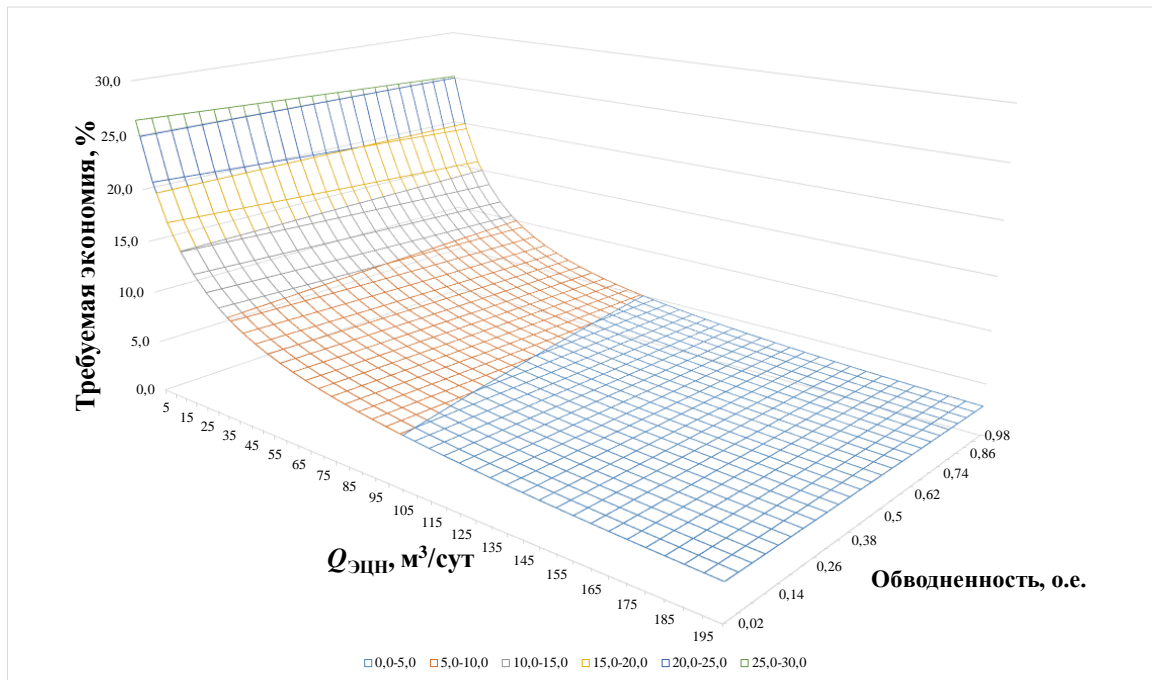


Рисунок 4.17 – Результаты расчета минимальной величины снижения электропотребления для оценки окупаемости установки станции управления

Рассматриваемые скважины относятся к наиболее распространенному типу скважин (по установленной мощности ПЭД) на нефтедобывающих предприятиях РФ [128]. Доля ПЭД с номинальной мощностью до 45 кВт составляет около 54% фонда скважин [128].

4.3 Интегрированная логистическая поддержка функционирования системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос»

На этапе эксплуатации ЭТК должны постоянно осуществляться мониторинг, диагностика и анализ технического состояния структурных элементов ЭТК, а также оценка эффективности эксплуатации ЭТК с целью проверки соответствия фактических и расчетных значений их характеристик [44, 129, 130].

В рамках системы интегрированной логистической поддержки (ИЛП) разработана программа для подбора рациональных параметров оборудования с целью повышения энергетической эффективности системы «ПЭД – ЭЦН». Порядок работы с программой включает в себя несколько этапов.

1. Ввод исходных данных:

- задание параметров элементов в соответствии с паспортными данными установленного оборудования, результатами испытаний оборудования, а также в соответствии с данными ведомостей учета глубинно-насосного оборудования;
- задание исходных параметров технологического режима в соответствии с документами, фиксирующими параметры технологического процесса, а также данными гидродинамических исследований скважин.

2. Моделирование параметров электрического режима при исходных параметрах оборудования:

- определение напряжений в узлах электротехнического комплекса и потерь напряжения в элементах;
- определение токов в элементах электротехнического комплекса;
- определение мощностей нагрузок и потерь мощности в элементах;
- определение удельных показателей электропотребления УЭЦН.

3. Подбор рациональных параметров режимов электротехнологического оборудования, моделирование параметров электрического режима при подобранных параметрах:

- определение рациональных параметров оборудования (частота напряжения питающей сети, диаметр штуцера);
- определение напряжений в узлах электротехнического комплекса и потерь напряжения в элементах;
- определение токов в элементах электротехнического комплекса;
- определение мощностей нагрузок и потерь мощности в элементах;

Определение удельных показателей электропотребления УЭЦН.

4. Обработка результатов расчетов:

- определение величины технического эффекта от изменения параметров оборудования в именованных и относительных величинах;
- определение величины экономического эффекта от изменения параметров оборудования.

5. Оформление результатов расчетов:

- отчет о возможном техническом и экономическом эффектах;
- отчет о необходимой величине изменения параметров режимов электротехнологического оборудования;
- автоматическое заполнение формы на выполнение работ по изменению параметров технологического оборудования;
- автоматическое заполнение формы наряда-допуска на выполнение работ по изменению параметров электрического оборудования;
- графическое представление результатов расчетов.

Структурная схема управления процессом электропотребления при добыче нефти представлена на рисунке 4.18, где: ПЛК – программируемый логический контроллер; ПЧ – преобразователь частоты; ТМС – телеметрическая система; \mathbf{x} – множество параметров истинного состояния процесса (зависит от типа ТМС); $\mathbf{y} = \{P_{\text{буф}}, T\}$ – множество измеряемых параметров; $\mathbf{u} = \{f, d_{\text{штуц}}, W_{\text{УЭЦН}}\}$ – множество управляющих воздействий, формируемых ПЛК; \mathbf{F} – множество параметров настройки модуля управления УЭЦН (зависит от типа станции управления УЭЦН); $\mathbf{e} = \{H_{\text{дин}}, Q_{\text{ЭЦН}}, \rho_{\text{ж}}, v, B\}$ – множество параметров внешних систем измерения; $\mathbf{u}' = \{f', d'_{\text{штуц}}, W'_{\text{УЭЦН}}\}$ – множество рациональных параметров режимов электро- технологического оборудования.

Полный перечень параметров, получаемый из ТМС, представлен в приложении Д.

Интегрированная логистическая поддержка функционирования системы «ПЭД – ЭЦН» обеспечивается за счет:

- диагностики состояния электротехнического оборудования,
- планирования процедур материально-технического обеспечения, определение состава и необходимого объема запасных частей;
- обучения обслуживающего персонала;
- разработки и сопровождения электронной эксплуатационной документации.

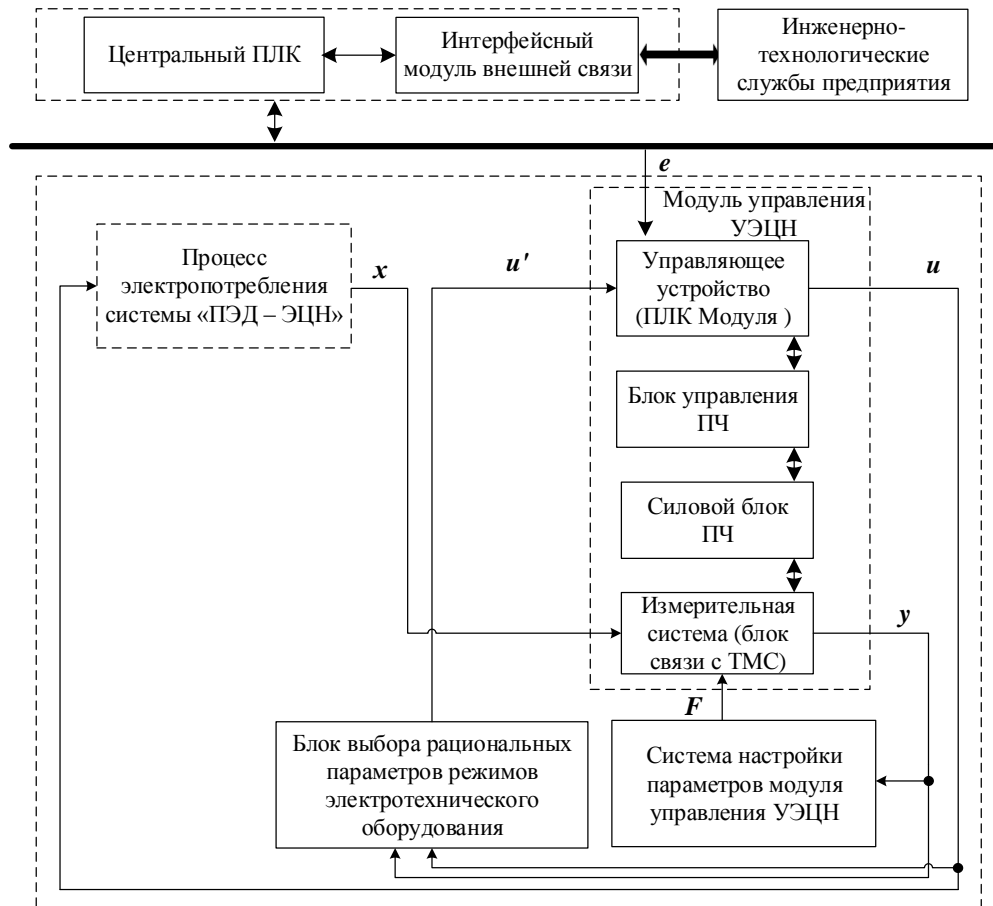


Рисунок 4.18 – Структурная схема управления процессом электропотребления при добыче нефти

IDEF-диаграмма процесса подбора оптимальных параметров оборудования представлена на рисунке 4.19.

4.4 Моделирование электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» на лабораторном стенде

Применение физического моделирования позволяет оценить поведение объекта без составления сложного математического описания, при этом не пренебрегая реальными физическими процессами, происходящими в оборудовании. Физическое моделирование основывается на применении математического подобия и моделирования с использованием соотношений, вытекающих из теории подобия (коэффициентов подобия), и построение с их помощью расчетных схем и моделей.

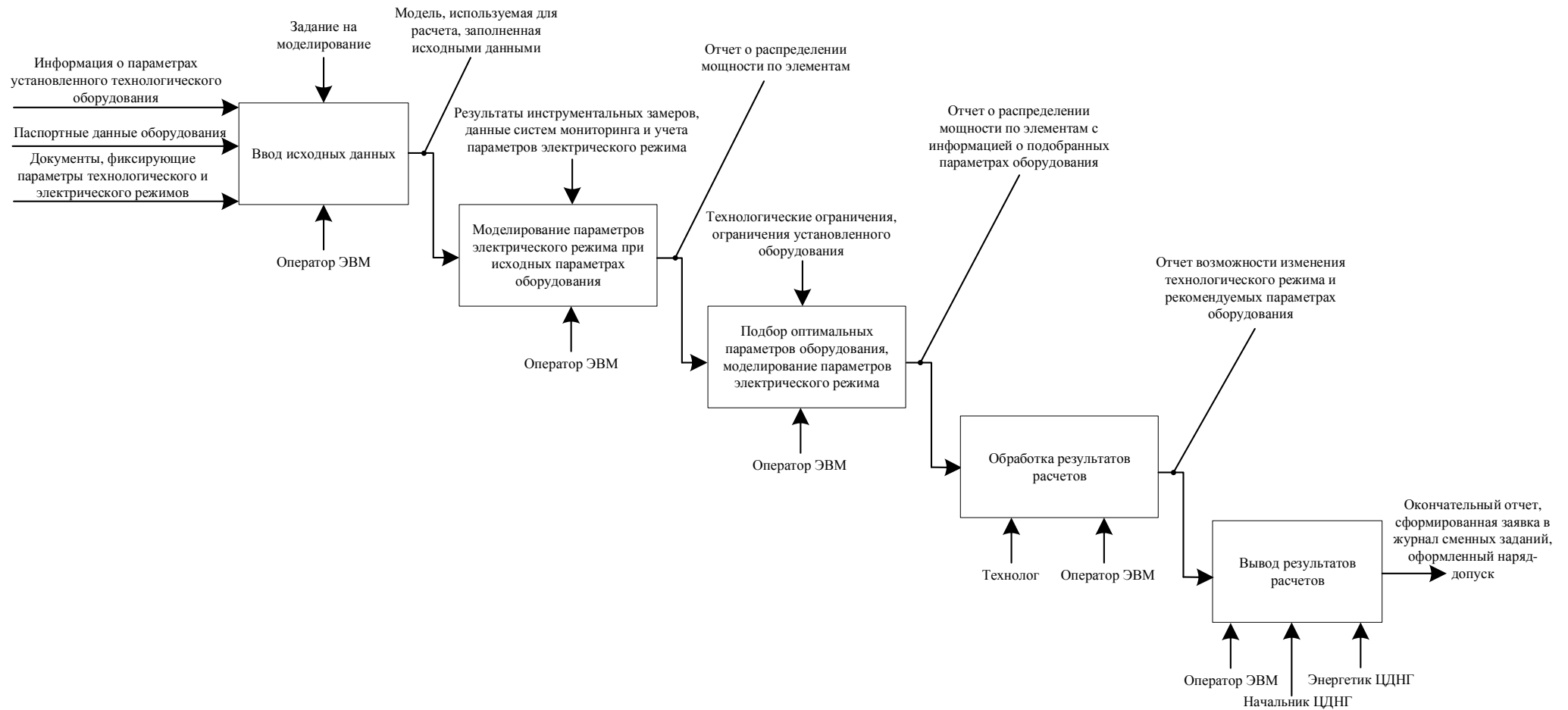


Рисунок 4.19 – *IDEF*-диаграмма процесса подбора оптимальных параметров оборудования

Создание физических моделей осуществляется в определенной последовательности:

- 1) составляется описание объекта или формирование феноменологической модели;
- 2) строится формализованное описание и на его базе находятся критерии подобия;
- 3) создается структура модели;
- 4) проводится предварительная настройка и проводятся эксперименты на физической модели.

При этом, алгоритмы задания исходных данных и обработки результатов моделирования должны отвечать следующим требованиям:

- 1) иметь общность характера, т.е. отражать ход решения не какой-нибудь отдельной задачи, а класса обобщенных задач;
- 2) обладать четкостью и однозначностью указаний по проведению операций на каждом этапе;
- 3) при любой исходной информации и точном соблюдении алгоритма проведения эксперимента приводить к решению, выдаваемому в удобной для использования форме, т.е. обладать результативностью;
- 4) должны выдавать окончательный результат в виде обобщенных зависимостей, позволяющих распространить результаты на группы явлений, подобных данным.

При создании модели не следует стремиться учесть как можно большее количество факторов и различных взаимосвязей, так как вследствие этого появляется неправильное представление о точности модели и, как следствие, громоздкость создаваемых моделей. В моделях должны учитываться лишь те факторы и связи, значимость которых оказывается существенно заметной в условиях поставленной задачи [43].

Описание лабораторного стенда

На лабораторном стенде выполнена оценка адекватности предложенного подхода к моделированию асинхронных электрических двигателей по нагрузочной

характеристике, а также апробирован подход к построению физической модели системы «ПЭД – ЭЦН».

В качестве оборудования выбрана лабораторная база кафедры «Микропроцессорные средства автоматизации» ФГАОУ ВО ПНИПУ.

Паспортные данные используемых асинхронных электродвигателей АД1 и АД2 приведены в таблицах 4.6 и 4.7 соответственно.

Таблица 4.6 – Паспортные данные двигателя АД 1

Наименование параметра	Значение
Модель	МТН 011 6У1
Ротор	Фазный
Мощность, кВт	1,4
Номинальное напряжение питания обмотки статора, Y/Δ, В	3х380/220
Номинальный ток статора, Y/Δ, А	8,6/5,0
Номинальная частота вращения, об/мин	890
Номинальное напряжение ротора, В	116
Номинальный ток ротора, А	8,6

Таблица 4.7 – Паспортные данные двигателя АД 2

Наименование параметра	Значение
Модель	АИР80В42У3
Ротор	Короткозамкнутый
Номинальная мощность, кВт	1,5
Номинальное напряжение питания обмотки статора, Y/Δ, В	3х380
Номинальное напряжение питания обмотки статора, Y/Δ, В	3х380
Номинальный ток статора, Y/Δ, А	3,6
Номинальная частота вращения, об/мин	1400
$\cos\varphi$	0,84
КПД, %	78,5

Нагрузка асинхронных двигателей выполнялась посредством машин постоянного тока ПЗ2М, которые находятся с ними на одном валу. Паспортные данные машины постоянного тока ПЗ2М приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Паспортные данные двигателя постоянного тока независимого возбуждения ПЗ2М

Наименование параметра	Значение
Мощность, кВт	1,1
Номинальное напряжение питания обмотки якоря, В	220
Номинальный ток якоря, А	6,53
Номинальное напряжение обмотки возбуждения, В	220
Номинальная частота вращения, об/мин	1000
Максимальная частота вращения, об/мин	2000
КПД, %	76,5

Внешний вид лабораторного стенда представлен на рисунке 4.20.

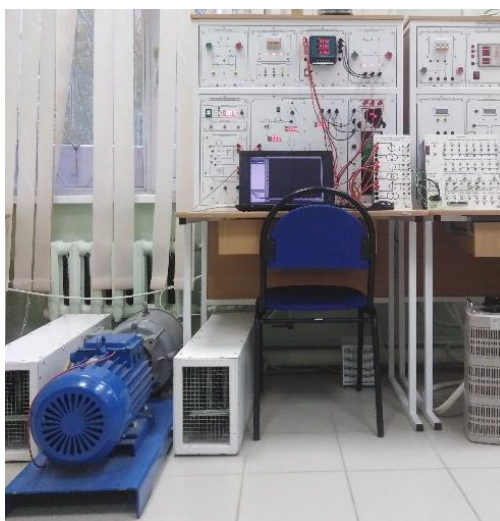


Рисунок 4.20 – Внешний вид лабораторного стенда

Физическое моделирование асинхронных двигателей

Моделирование работы одного двигателя

Для оценки применимости представленного в главе 2 подхода к моделированию двигателей по нагрузочным характеристикам был проведен эксперимент на физической модели. Моделирование выполнялось на двух асинхронных двигателях: двигателе с короткозамкнутым ротором (далее обозначается АД1) и двигателе с фазным ротором (далее обозначается АД2).

В качестве относительной погрешности зададимся максимальной погрешностью блока измерительные трансформаторов тока и напряжения БИТ-3. Согласно паспортным данным, погрешность измерений приборов составляет не более 2,5%; тогда имеем:

$$\varepsilon_{\text{отн}} = 2,5\%.$$

Относительная ошибка с учетом верхней доверительной границы определяется по формуле:

$$\varepsilon_{\text{отн}} = \frac{x_{\text{в}} - \bar{x}}{\bar{x}}, \quad (4.8)$$

где $x_{\text{в}}$ – верхняя односторонняя доверительная граница, \bar{x} – среднее значение измеряемой величины.

Относительная ошибка с учетом нижней доверительной границы определяется по формуле:

$$\varepsilon_{\text{отн}} = \frac{|x_{\text{н}} - \bar{x}|}{\bar{x}}, \quad (4.9)$$

где $x_{\text{н}}$ – нижняя односторонняя доверительная граница [124].

При малом количестве замеров в эксперименте ($n < 30$) их необходимое количество определяется по формуле:

$$n = t_{P,N}^2 \cdot \left(\frac{V}{\varepsilon_{\text{отн}}} \right)^2, \quad (4.10)$$

где V – коэффициент вариации, %; где $t_{P,N}$ – коэффициент Стьюдента для заданной доверительной вероятности P и количества измерений N .

$$V = \frac{\sigma_x}{\bar{x}} \cdot 100\%, \quad (4.11)$$

где σ_x – среднее квадратичное отклонение, полученное по результатам предварительных измерений; \bar{x} – среднее значение в предварительных измерениях [131].

Во время предварительных измерений было выполнено по 8 замеров измеряемых величин (Приложение В). В результате обработки данных предварительных замеров определено, что для построения нагрузочных характеристик достаточно сделать по одному замеру отслеживаемых величин для каждой ступени загрузки двигателя.

Были выполнены замеры для построения нагрузочных характеристик двигателей (Приложение В). Выполнен перевод нагрузочных характеристик в

параметры сопротивлений по формулам (2.70), (2.71), определены коэффициенты полиномов, описывающих эти характеристики (таблица 4.9).

Таблица 4.9 – Коэффициенты полиномов сопротивлений двигателей

Двигатель	Параметр	Коэффициенты полинома			
		a_0	a_1	a_2	a_3
АД1	r , Ом	11,80575	0,25474	-0,00080	–
	x , Ом	51,90736	0,00888	-0,00119	–
АД2	r , Ом	29,16040	1,14202	-0,01420	0,00005
	x , Ом	100,22870	-0,73900	0,00092	–

Максимальная относительная погрешность вычислялась по формуле:

$$\varepsilon_{\max} = \max \left| \frac{x_{\text{мод}(K_3)} - x_{\text{расч}(K_3)}}{x_{\text{мод}(K_3)}} \right| \cdot 100\%, \quad (4.12)$$

где $x_{\text{мод}(K_3)}$ – значение рассматриваемой величины при различном коэффициенте загрузки K_3 , полученное по результатам моделирования; $x_{\text{расч}(K_3)}$ – расчетное значение рассматриваемой величины при различном коэффициенте загрузки K_3 .

Результаты моделирования и расчетов для АД1 представлены в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Результаты моделирования, расчетов и оценки погрешности АД1

Коэффициент загрузки двигателя K_3 , о.е.	Моделирование		Расчеты		Погрешность, %	
	$I_{\text{мод}}$, А	$\cos \varphi_{\text{мод}}$, о.е.	$I_{\text{расч}}$, А	$\cos \varphi_{\text{расч}}$, о.е.	I	$\cos \varphi$
0,00	4,17	0,23	4,13	0,22	0,89	3,58
0,08	4,08	0,26	4,10	0,26	0,37	0,68
0,17	4,04	0,28	4,07	0,29	0,67	4,52
0,25	4,02	0,32	4,05	0,33	0,71	1,64
0,33	4,02	0,35	4,04	0,36	0,49	1,82
0,42	4,03	0,38	4,04	0,39	0,28	1,67
0,50	4,04	0,42	4,05	0,42	0,33	1,12
0,58	4,08	0,45	4,08	0,44	0,10	1,43
0,67	4,11	0,48	4,11	0,47	0,00	1,80
0,75	4,17	0,50	4,16	0,50	0,34	0,22
0,83	4,23	0,53	4,21	0,53	0,37	0,68
0,92	4,28	0,56	4,29	0,55	0,16	1,06
1,00	4,34	0,57	4,37	0,58	0,78	2,13

Результаты моделирования и расчетов для АД2 представлены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Результаты моделирования, расчетов и оценки погрешности АД2

Коэффициент загрузки двигателя K_3 , о.е.	Моделирование		Расчеты		Погрешность, %	
	$I_{\text{мод}}$, А	$\cos \varphi_{\text{мод}}$, о.е.	$I_{\text{расч}}$, А	$\cos \varphi_{\text{расч}}$, о.е.	I	$\cos \varphi$
0,00	2,10	0,27	2,11	0,28	0,36	3,47
0,08	2,21	0,39	2,17	0,37	1,84	4,64
0,17	2,20	0,46	2,23	0,45	1,26	2,07
0,25	2,26	0,50	2,29	0,52	1,27	3,24
0,33	2,31	0,55	2,36	0,57	2,04	3,83
0,42	2,46	0,62	2,44	0,62	0,93	0,46
0,50	2,53	0,67	2,53	0,66	0,07	2,08
0,58	2,61	0,69	2,64	0,69	1,30	0,05
0,67	2,80	0,73	2,78	0,72	0,85	1,47
0,75	2,92	0,76	2,93	0,75	0,35	1,81
0,83	3,04	0,78	3,11	0,77	2,19	1,06
0,92	3,22	0,80	3,31	0,80	2,65	0,40
1,00	3,40	0,83	3,52	0,82	3,61	0,91

Выполнена оценка погрешности характеристик, получаемых расчетным путем при помощи полиномов и результатами замеров. Модуль относительной погрешности при определении тока для двигателя АД1 составляет $\varepsilon_{\max(I_{\text{АД1}})}=0,89\%$, а для АД2 $\varepsilon_{\max(I_{\text{АД2}})}=3,61\%$. Модуль относительной погрешности при определении коэффициента мощности для двигателя АД1 составляет $\varepsilon_{\max(\cos \varphi_{\text{АД1}})}=4,52\%$, а для АД2 $\varepsilon_{\max(\cos \varphi_{\text{АД2}})}=4,64\%$.

Моделирование параллельной работы группы двигателей

Для оценки адекватности предложенного подхода при параллельной работе двигателей проведен эксперимент на физической модели.

Принципиальная схема подключения оборудования для моделирования параллельной работы двигателей представлена на рисунке 4.21.

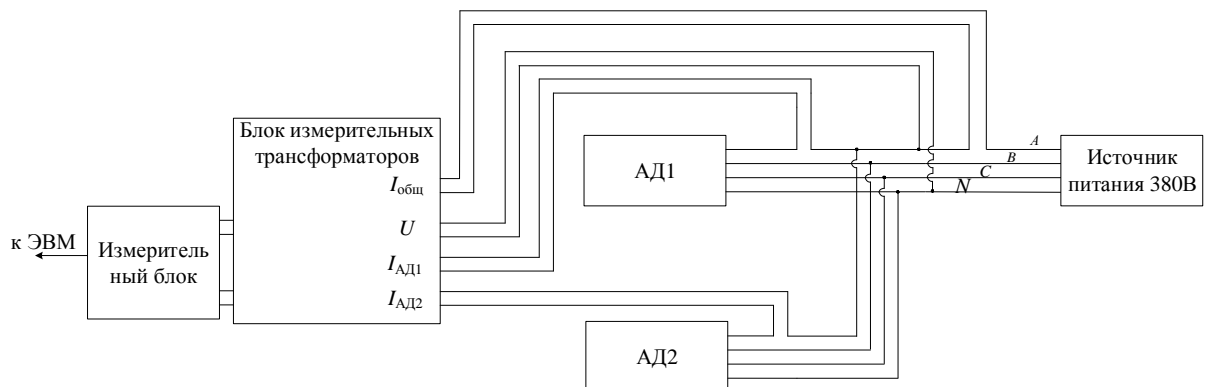


Рисунок 4.21 – Принципиальная схема подключения оборудования для моделирования параллельной работы двигателей

Схема, используемая для расчетов, изображена на рисунке 4.22.

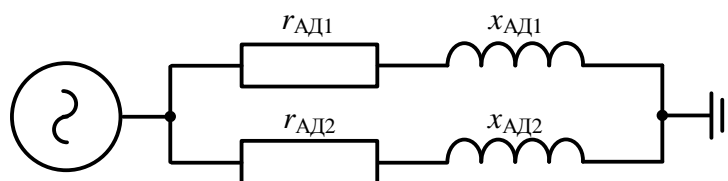


Рисунок 4.22 – Расчетная схема при эквивалентировании двигателей

Результаты моделирования параллельной работы двигателей представлены в приложении В. Результаты замеров, расчетов и оценки погрешности сведены в таблицу 4.12.

Таблица 4.12 – Результаты оценки погрешности

Коэффициент загрузки двигателя K_3 , о.е.		Замеры		Расчет		Погрешность, %	
АД1	АД2	$I_{\text{парал}}, \text{ А}$	$\cos\varphi_{\text{парал}}, \text{ о.е.}$	$I_{\text{парал}}, \text{ А}$	$\cos\varphi_{\text{парал}}, \text{ о.е.}$	I	$\cos\varphi$
0,00	0,00	6,16	0,24	6,25	0,25	1,53	4,66
0,00	0,08	6,18	0,28	6,28	0,27	1,66	2,12
0,00	0,20	6,18	0,3	6,33	0,30	2,40	1,62
0,00	0,33	6,23	0,35	6,39	0,34	2,63	3,07
0,08	0,00	6,13	0,26	6,20	0,27	1,07	3,84
0,20	0,00	6,13	0,29	6,16	0,30	0,51	2,68
0,33	0,00	6,13	0,32	6,16	0,33	0,52	3,50
0,33	0,33	6,38	0,43	6,35	0,42	0,48	3,34
0,45	0,33	6,38	0,45	6,38	0,44	0,07	1,47
0,57	0,33	6,48	0,49	6,42	0,47	0,85	3,86
0,68	0,33	6,58	0,5	6,47	0,50	1,70	0,39
0,80	0,33	6,58	0,5	6,52	0,52	0,91	4,75
0,92	0,33	6,68	0,55	6,59	0,55	1,30	0,48
1,00	0,33	6,78	0,56	6,67	0,56	1,64	0,48
0,33	0,45	6,58	0,43	6,44	0,44	2,14	3,30
0,45	0,45	6,62	0,48	6,48	0,47	2,11	1,88
0,57	0,45	6,64	0,5	6,53	0,50	1,70	0,48
0,68	0,45	6,71	0,52	6,58	0,52	1,99	0,68
0,80	0,45	6,79	0,54	6,63	0,55	2,30	1,50
0,92	0,45	6,89	0,58	6,71	0,57	2,59	1,61
1,00	0,45	7	0,6	6,79	0,59	2,99	2,47
0,33	0,57	6,73	0,48	6,55	0,47	2,73	1,33
0,45	0,57	6,75	0,5	6,59	0,50	2,32	0,14
0,57	0,57	6,81	0,53	6,65	0,52	2,41	0,98
0,68	0,57	6,88	0,56	6,70	0,55	2,59	1,86
0,80	0,57	6,89	0,57	6,76	0,57	1,82	0,52

Окончание таблицы 4.12

Коэффициент загрузки двигателя K_3 , о.е.		Замеры		Расчет		Погрешность, %	
АД1	АД2	$I_{\text{парал}}, \text{ А}$	$\cos\varphi_{\text{парал}}, \text{ о.е.}$	$I_{\text{парал}}, \text{ А}$	$\cos\varphi_{\text{парал}}, \text{ о.е.}$	I	$\cos\varphi$
0,92	0,57	6,98	0,6	6,85	0,59	1,89	0,94
1,00	0,57	7	0,61	6,93	0,61	0,99	0,33
0,33	0,68	6,6	0,51	6,67	0,50	1,06	1,00
0,45	0,68	6,78	0,55	6,72	0,53	0,82	3,76
0,57	0,68	6,73	0,58	6,78	0,55	0,80	4,56
0,68	0,68	6,71	0,6	6,85	0,58	2,02	3,83
0,80	0,68	6,85	0,6	6,92	0,60	0,95	0,14
0,92	0,68	7,03	0,61	7,00	0,62	0,36	1,52
1,00	0,68	7,18	0,63	7,09	0,63	1,24	0,31
0,33	0,80	6,98	0,55	6,81	0,54	2,43	1,98
0,45	0,80	7,03	0,57	6,87	0,56	2,24	1,37
0,57	0,80	7,11	0,6	6,94	0,58	2,40	2,51
0,68	0,80	7,21	0,6	7,01	0,61	2,79	1,17
0,80	0,80	7,31	0,63	7,08	0,63	3,08	0,36
0,92	0,80	7,41	0,65	7,18	0,65	3,10	0,55
1,00	0,80	7,51	0,65	7,27	0,66	3,19	1,26
0,33	0,92	7,2	0,58	6,96	0,58	3,28	0,38
0,45	0,92	7,23	0,6	7,03	0,60	2,71	0,12
0,57	0,92	7,28	0,61	7,11	0,62	2,34	1,71
0,57	0,92	7,28	0,61	7,11	0,62	2,34	1,71
0,68	0,92	7,38	0,62	7,19	0,64	2,61	3,37
0,80	0,92	7,49	0,65	7,27	0,66	2,92	1,54
0,92	0,92	7,58	0,67	7,37	0,68	2,72	1,07
1,00	0,92	7,63	0,68	7,47	0,69	2,12	1,15
0,33	1,00	7,3	0,6	7,07	0,61	3,08	1,55
0,45	1,00	7,36	0,6	7,15	0,63	2,82	4,91
0,57	1,00	7,5	0,63	7,24	0,65	3,53	3,07
0,68	1,00	7,53	0,65	7,32	0,67	2,79	2,84
0,80	1,00	7,58	0,68	7,41	0,69	2,24	0,94
0,92	1,00	7,68	0,69	7,52	0,70	2,10	1,78
1,00	1,00	7,8	0,7	7,62	0,71	2,35	1,73

Средняя относительная погрешность вычислялась по формуле:

$$\varepsilon_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n \left| \frac{x_{\text{мод}(i)} - x_{\text{расч}(i)}}{x_{\text{мод}(i)}} \right|}{N}, \quad (4.13)$$

где $x_{\text{мод}(i)}$ – значение рассматриваемой величины, полученное в результате моделирования; $x_{\text{расч}(i)}$ – расчетное значение рассматриваемой величины, полученное в результате расчета; i – номер измерения, соответствующий

различным величинам коэффициента загрузки K_3 , N – общее количество измерений.

В результате оценки погрешности получено, что максимальная погрешность при определении величины тока составляет $\varepsilon_{\max(I)}=3,53\%$, средняя относительная погрешность $\varepsilon_{\text{ср}(I)}=2,00\%$; максимальная погрешность при определении коэффициента мощности $\varepsilon_{\max(\cos\varphi)}=4,91\%$, средняя относительная погрешность $\varepsilon_{\text{ср}(\cos\varphi)}=1,87\%$. Результаты оценки погрешности доказывают адекватность предложенного подхода к моделированию группы электрических двигателей.

Моделирование системы «ПЭД – ЭЦН»

Согласно структуре потребления мощности в элементах ЭТК УЭЦН (рисунок 1.5), наибольшим потенциалом повышения энергетической эффективности обладает насос. Так как в главе 3 рассматривается повышение энергетической эффективности за счет смещения рабочей точки насоса, а насос связан с электрической частью ЭТК УЭЦН посредством ПЭД, то в качестве объекта исследования выбрана система «ПЭД – ЭЦН». Схема соответствия лабораторного оборудования реальному представлена на рисунке 4.23.

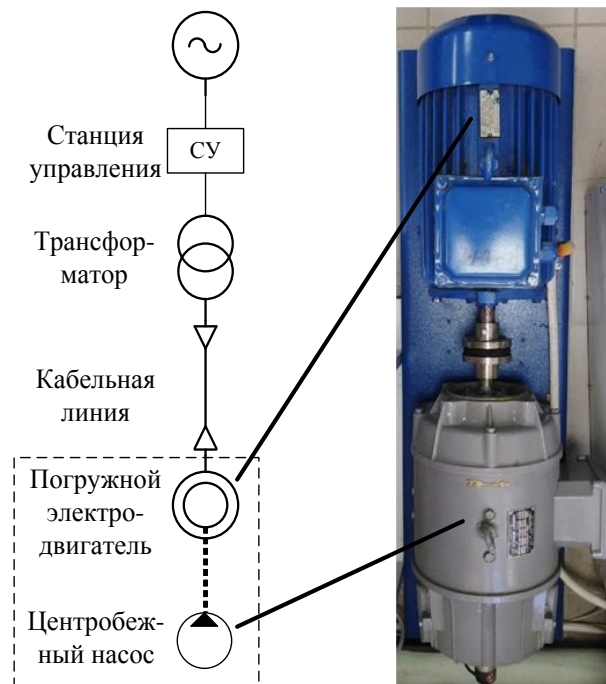


Рисунок 4.23 – Схема соответствия агрегатов лабораторного стенда реальному оборудованию

В левой части рисунка 4.23 – структурная схема ЭТК УЭЦН; в правой части – лабораторное оборудование: верхняя машина – асинхронная машина, имитирующая погружной электрический двигатель, нижняя машина – двигатель постоянного тока, имитирующий центробежный насос.

При моделировании параметров работы двигателя выделяются основные этапы, представленные на рисунке 4.24.



Рисунок 4.24 – Основные этапы моделирования взаимодействия системы «ПЭД – ЭЦН» на лабораторном стенде

Моделирование электропотребления на основе усредненных параметров технологического процесса

Для оценки эффективности частотного регулирования электродвигателя при насосной нагрузке следует построить характеристики насоса и системы, на которую он работает (рисунок 4.25).

Для моделирования электропотребления на основе усредненных параметров технологического процесса зададимся следующими исходными данными: скважина оборудована насосом с номинальной подачей $35 \text{ м}^3/\text{сут}$ и электродвигателем с номинальной мощностью 22 кВт ; плотность добываемой жидкости $\rho_{\text{ж}}=820 \text{ кг/м}^3$; плотность воды $\rho_{\text{в}}=1000 \text{ кг/м}^3$. На начальном этапе расчетов определим 2 режима: для первого режима требуется поддерживать подачу насоса

$Q_1=49$ м³/сут, для второго требуется поддерживать подачу насоса $Q_2=33$ м³/сут (определяются технологами цеха добычи нефти и газа). Для определения КПД насоса в обоих режимах следует привести напорные характеристики насоса к плотности воды. В таком случае получается, что подачи будут равны $Q_{1в}=40$ м³/сут и $Q_{2в}=27$ м³/сут. В дальнейших расчетах будем оперировать этими величинами.

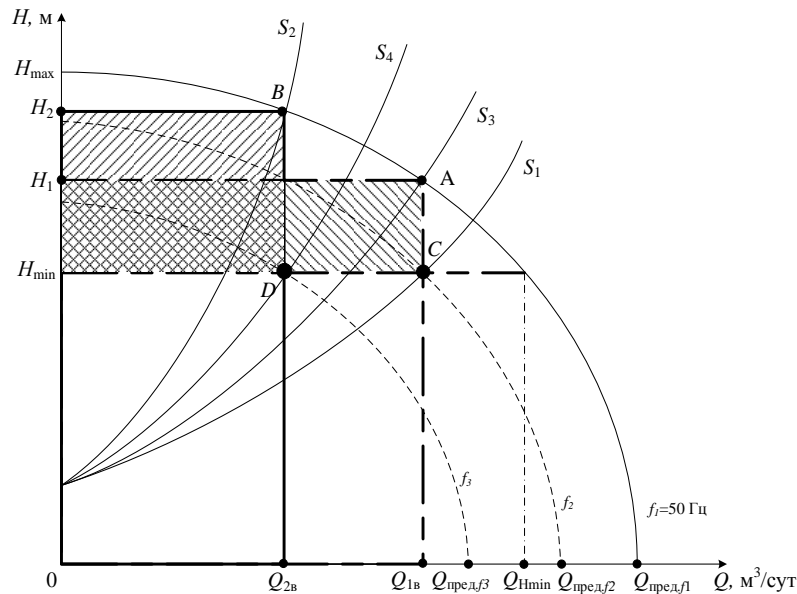


Рисунок 4.25 – HQ -характеристики насоса

По напорной характеристике насоса также определим дополнительные точки, которые необходимы для проведения расчетов. $Q_{пред.f1} = 70$ м³/сут; $Q_{пред.f2} = 63$ м³/сут; $Q_{пред.f3} = 50$ м³/сут; $Q_{Hmin} = 56$ м³/сут; $H_{max} = 2400$ м. Напоры, соответствующие подачам насоса $Q_{1в}$ и $Q_{2в}$ – $H_1=1700$ м, $H_2=1950$ м; минимально допустимый напор насоса (по технологическим ограничениям) $H_{min}=1950$ м; ускорение свободного падения $g=9,81$ м²/сек.

Рассмотрим пример оценки эффективности частотного регулирования для двух режимов. Сценарий 1 без регулирования частоты соответствует точке A на напорной характеристике насоса, с регулированием частоты соответствует точке C на напорной характеристике насоса. Сценарий 2 без регулирования частоты соответствует точке B на напорной характеристике насоса, с регулированием частоты соответствует точке D на напорной характеристике насоса.

Выполним расчет потребляемой двигателем мощности без частного регулирования. При расчетах стоит учитывать, что подача насоса приведена в м³/сут, для приведения результатов расчетов в СИ следует разделить подачу на 86400. В данном режиме примем, что КПД насоса в точках *A* и *B* одинаковый $\eta_{\text{ЭЦН}}=0,45$ (исходя из напорной характеристики насоса, приведенной в каталоге [14]):

– для режима 1 (точка *A*):

$$P_{(1)} = \frac{\rho_{\text{в}} \cdot g \cdot H_1 \cdot Q_{1\text{в}}}{\eta_{\text{ЭЦН}}} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 1700 \cdot 40}{0,45 \cdot 86400} = 17,2 \text{ кВт};$$

– для режима 2 (точка *B*):

$$P_{(2)} = \frac{\rho_{\text{в}} \cdot g \cdot H_2 \cdot Q_{2\text{в}}}{\eta_{\text{ЭЦН}}} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 1950 \cdot 27}{0,45 \cdot 86400} = 13,3 \text{ кВт}.$$

Минусом регулирования подачи насоса дросселированием является большая величина гидравлических потерь. На рисунке 4.25 мощность гидравлических потерь для режима 1 определяется площадью фигуры *A-C-H_{min}-H₁*, в то время как общая потребляемая мощность определяется площадью фигуры *A-Q_{1в}-0-H₁*. Мощность гидравлических потерь для режима 2 определяется площадью фигуры *B-D-H_{min}-H₂*, в то время как общая потребляемая мощность определяется площадью фигуры *B-Q_{2в}-0-H₂*. Из рисунка видно, что мощность гидравлических потерь может составлять значительную часть потребляемой мощности.

Ниже представлены 2 алгоритма перехода и определены частоты, необходимые для перемещения рабочих точек насоса в точки *C* и *D*.

1. Вычисляется оптимальное значение частоты, которая необходима для смещения рабочей точки насоса из точки *A* в точку *C* (регулирование напора при постоянном дебите). В данном режиме примем, что КПД насоса в точке *A* и *C* одинаковый $\eta_{\text{ЭЦН}}=0,45$. На начальном этапе следует вычислить оптимальную частоту исходя из требуемых технологических параметров:

– рассчитывается частота напряжения питающей сети, которая соответствует минимально возможному напору при заданной подаче:

$$f_{1(\text{ПЧ})\min} = \frac{Q_{1\text{в}}}{Q_{\text{пред.}f1}} \cdot f_1, \quad (4.14)$$

где $Q_{\text{пред.}f1}$ – подача, при напоре равном 0 на частоте 50 Гц, м; f_1 – основная частота напряжения питающей сети (для России 50 Гц), Гц.

Для рассматриваемого случая:

$$f_{1(\text{ПЧ})\min} = \frac{Q_{1\text{в}}}{Q_{\text{пред.}f1}} \cdot f_1 = \frac{40}{70} \cdot 50 = 28,6 \text{ Гц};$$

– определяется интервал возможного изменения частоты для регулирования подачи при заданном напоре:

$$\Delta f_1 = f_1 - f_{1(\text{ПЧ})\min}. \quad (4.15)$$

Для рассматриваемого случая:

$$\Delta f_1 = f_1 - f_{1(\text{ПЧ})\min} = 50 - 28,6 = 21,4 \text{ Гц};$$

– вычисляется частота, которая обеспечит необходимую подачу при заданном напоре:

$$f_{1(\text{ПЧ})} = f_{1(\text{ПЧ})\min} + \Delta f_1 \cdot \frac{H_{\min}}{H_1}, \quad (4.16)$$

где H_1 – напор при заданной подаче на напорной характеристике насоса при 50 Гц, м; H_{\min} – минимально допустимый напор, м.

Для рассматриваемого случая:

$$f_{1(\text{ПЧ})} = f_{1(\text{ПЧ})\min} + \Delta f_1 \cdot \frac{H_{\min}}{H_1} = 28,6 + 21,4 \cdot \frac{1400}{1700} = 46,2 \text{ Гц}.$$

2. Вычисляется оптимальное значение частоты, которая необходима для смещения рабочей точки насоса из точки C в точку D (регулирование подачи при постоянном напоре). В данном режиме примем, что КПД насоса в точках C и D одинаковый $\eta_{\text{эцн}}=0,45$. На начальном этапе следует вычислить оптимальную частоту исходя из требуемых технологических параметров:

– рассчитывается частота напряжения питающей сети, которая соответствует минимально возможной подаче при заданном напоре:

$$f_{2(\text{ПЧ})\min} = \sqrt{\frac{H_{\min}}{H_{\max}}} \cdot f_1. \quad (4.17)$$

Для рассматриваемого случая:

$$f_{2(\text{ПЧ})\min} = \sqrt{\frac{H_{\min}}{H_{\max}}} \cdot f_1 = \sqrt{\frac{1400}{2400}} \cdot 50 = 38,2 \text{ Гц},$$

где H_{\max} – напор, при подаче равной 0 на частоте 50 Гц, м; H_{\min} – минимально допустимый напор, м; f_1 – основная частота напряжения питающей сети (для России 50 Гц), Гц;

– определяется интервал возможного изменения частоты для регулирования подачи при заданном напоре:

$$\Delta f_2 = f_1 - f_{2(\text{ПЧ})\min} = 50 - 38,2 = 11,8 \text{ Гц};$$

– вычисляется частота, которая обеспечит необходимую подачу при заданном напоре:

$$f_{2(\text{ПЧ})} = f_{2(\text{ПЧ})\min} + \Delta f_2 \cdot \left(\frac{Q_{2\text{в}}}{Q_{H\min}} \right)^2, \quad (4.18)$$

где $Q_{2\text{в}}$ – требуемая подача, м³/сут; $Q_{H\min}$ – подача при минимальном напоре на характеристике насоса при частоте 50 Гц, м³/сут.

Для рассматриваемого случая:

$$f_{2(\text{ПЧ})} = f_{2(\text{ПЧ})\min} + \Delta f_2 \cdot \left(\frac{Q_{2\text{в}}}{Q_{H\min}} \right)^2 = 38,2 + 11,8 \cdot \left(\frac{27}{56} \right)^2 = 40,9 \text{ Гц}.$$

Частоту следует выбирать ближайшую большую, исходя из дискретности регулирования преобразователя частоты.

При частотном регулировании также будет использоваться дросселирование, но в этом случае удастся свести к минимуму гидравлические потери вследствие смещения напорной характеристики насоса.

Следует учитывать, что подбор частоты выполняется таким образом, чтобы минимизировать гидравлические потери. В таком случае $H'_1 = H'_2 = H_{\min} = 1400 \text{ м}$.

В идеальном случае, мощность, потребляемая в режимах 1 и 2 (для задания нагрузки на валу лабораторного двигателя), будет следующая:

– для сценария 1 (точка *C*):

$$P_{(1)ПЧ} = \frac{\rho_B \cdot g \cdot H'_1 \cdot Q_{1B}}{\eta_{ЭЦН}} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 1400 \cdot 40}{0,45 \cdot 86400} = 14,1 \text{ кВт};$$

– для сценария 2 (точка *D*):

$$P_{(2)ПЧ} = \frac{\rho_B \cdot g \cdot H'_2 \cdot Q_{2B}}{\eta_{ЭЦН}} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 1400 \cdot 27}{0,45 \cdot 86400} = 9,5 \text{ кВт}.$$

Примем допущение, что характер изменения рабочих характеристик (коэффициент мощности, КПД) реального двигателя и лабораторного двигателя одинаковый. В таком случае, коэффициенты пропорциональности между двигателями будут следующие (индекс Р соответствует реальному двигателю, индекс Л – лабораторному):

$$\pi_3 = \frac{K_{3P}}{K_{3Л}} = 1; \pi_{\cos \varphi} = \frac{\cos \varphi_P}{\cos \varphi_L} = 1; \pi_\eta = \frac{\eta_P}{\eta_L} = 1; \pi_P = \frac{P_P}{P_L} = \frac{22}{1,5} = 14,7,$$

где K_3 – коэффициент загрузки двигателя, о.е.

Определим коэффициент загрузки двигателей при регулировании подачи дросселированием:

$$K_{3(i)} = \frac{P_{(i)}}{P_P}, \quad (4.19)$$

где i – номер рассматриваемого случая; $P_{(i)}$ – рассчитанная мощность для рассматриваемого случая, кВт; P_P – номинальная мощность реального двигателя, кВт.

– для сценария 1 (точка *A*):

$$K_{3(1)} = \frac{P_{(1)}}{P_P} = \frac{17,2}{22} = 0,78;$$

– для сценария 2 (точка *B*):

$$K_{3(2)} = \frac{P_{(2)}}{P_P} = \frac{13,3}{22} = 0,60.$$

Имитация нагрузки лабораторного двигателя выполняется при помощи машины постоянного тока. Индикатором загрузки асинхронного двигателя является ток якоря машины постоянного тока (при $I_{\text{я}}=4,9$ А коэффициент загрузки асинхронного двигателя составляет 1). В таком случае, для имитации требуемой нагрузки для режимов 1 и 2 следует установить следующий ток якоря по формуле:

$$I_{\text{я}(i)} = I_{\text{я}} \cdot K_{3(i)}. \quad (4.20)$$

– для сценария 1 (точка A):

$$I_{\text{я}(1)} = I_{\text{я}} \cdot K_{3(1)} = 4,9 \cdot 0,78 = 3,8 \text{ А};$$

– для сценария 2 (точка B):

$$I_{\text{я}(2)} = I_{\text{я}} \cdot K_{3(2)} = 4,9 \cdot 0,60 = 3,0 \text{ А}.$$

При моделировании нагрузки в режиме частотного регулирования, стоит учесть, что момент сопротивления насоса снизится, вследствие смещения рабочей точки насоса. В связи с этим следует выполнить корректировку тока якоря исходя из следующих условий:

– активная мощность, потребляемая двигателем пропорциональна моменту сопротивления на валу двигателя $P_{\text{дв}} \propto M_{\text{с}}$;

– мощность, необходимая для насоса пропорциональна произведению подачи и напора $P_{\text{эцн}} \propto H \cdot Q$.

Следовательно, момент сопротивления на валу двигателя пропорционален произведению подачи и напора насоса $M_{\text{с}} \propto H \cdot Q$.

Следует учитывать, что частотное регулирование выполняется совместно с дросселированием таким образом, чтобы сохранить подачу насоса постоянной ($Q_{1\text{вПЧ}}=Q_{1\text{в}}$; $Q_{2\text{вПЧ}}=Q_{2\text{в}}$), а экономия энергии достигается за счет снижения напора. В таком случае, для частотного регулирования ток якоря равен:

– для сценария 1 (точка C):

$$I_{\text{я}(1)\text{ПЧ}} = I_{\text{я}(1)} \cdot \frac{H_{\text{мин}} \cdot Q_{1\text{вПЧ}}}{H_1 \cdot Q_{1\text{в}}} = 3,8 \cdot \frac{1400 \cdot 40}{1700 \cdot 40} = 3,1 \text{ А};$$

– для сценария 2 (точка D):

$$I_{Я(2)ПЧ} = I_{Я(2)} \cdot \frac{H_{\min} \cdot Q_{2вПЧ}}{H_2 \cdot Q_{2в}} = 3,0 \cdot \frac{1400 \cdot 27}{1950 \cdot 27} = 2,1 \text{ А},$$

где индекс в скобках обозначает режим (см. выше), ПЧ – с частотным регулированием.

При обработке результатов эксперимента примем во внимание, что мощность двигателя вычисляется как:

$$P_{дв} = \omega \cdot M_c,$$

где ω – угловая скорость вращения ротора двигателя, рад/мин.

По результатам расчетов, потребляемая мощность снижается на:

$$\Delta P_{(1)расч} = \frac{P_{(1)} - P_{(1)ПЧ}}{P_{(1)}} \cdot 100\% = \frac{17,2 - 14,1}{17,2} \cdot 100\% = 18,0\%;$$

$$\Delta P_{(2)расч} = \frac{P_{(2)} - P_{(2)ПЧ}}{P_{(2)}} \cdot 100\% = \frac{13,3 - 9,5}{13,3} \cdot 100\% = 28,6\%.$$

Результаты эксперимента состоят из $N=8$ измерений. При обработке данных эксперимента принят уровень доверительной вероятности $\alpha=0,95$. Погрешность измерений измерителя мощности составляет $\theta=\pm 0,3\%$.

Порядок обработки результатов эксперимента следующий [132, 133]:

1) рассчитывается среднее арифметическое значение измеренного параметра по формуле:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N}, \quad (4.21)$$

где x – измеряемый параметр, i – номер измерения, N – количество измерений;

2) определяется среднеквадратическая ошибка:

$$S_x = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (\bar{x} - x_i)^2}{N-1}}; \quad (4.22)$$

3) определяется среднеквадратичное отклонение среднего:

$$S_{\bar{x}} = \frac{S_x}{\sqrt{N}}; \quad (4.23)$$

4) определяется случайная погрешность:

$$\Delta x = t_{P,N} \cdot S_{\bar{x}}, \quad (4.24)$$

где $t_{P,N}$ – коэффициент Стьюдента для заданной доверительной вероятности P и количества измерений N ;

5) определяется полная погрешность результата измерений с учетом погрешности измерительных приборов:

$$\Delta \bar{x} = \sqrt{\Delta x^2 + \theta_x^2}, \quad (4.25)$$

где θ – погрешность измерительного прибора;

6) записывается конечный результат в виде:

$$x = \bar{x} \pm \Delta \bar{x}. \quad (4.26)$$

Данные, полученные на лабораторном стенде, сведены в таблицу 4.13.

Таблица 4.13 – Результаты эксперимента на лабораторном стенде

Режим	Задаваемые параметры		Наблюдаемый параметр P , кВт
	f , Гц	$I_{\text{я}}$, А	
$P_{(1)}$	50,0	3,8	$1,19 \pm 0,060$
$P_{(1)\text{ПЧ}}$	46,2	3,1	$0,93 \pm 0,041$
$P_{(2)}$	50,0	3,0	$0,96 \pm 0,045$
$P_{(2)\text{ПЧ}}$	40,9	2,1	$0,61 \pm 0,022$

Мощность, потребляемая двигателем на холостом ходу при различной частоте составляет: $P_0(f = 50 \text{ Гц}) = 0,206 \text{ кВт}$; $P_0(f = 46,2 \text{ Гц}) = 0,192 \text{ кВт}$; $P_0(f = 40,9 \text{ Гц}) = 0,174 \text{ кВт}$. По результатам эксперимента среднее значение снижения мощности составляет:

$$\Delta P_{(i)\text{эксп}} = \frac{P'_{(i)} - P''_{(i)}}{P'_{(i)}} \cdot 100\%, \quad (4.27)$$

где i – рассматриваемый случай;

$$P'_{(i)} = (P_{(i)} - P_{0i}(f)); \quad (4.28)$$

$$P''_{(i)} = (P_{(i)\text{ПЧ}} - P_{0i}(f)) \cdot \frac{f_1}{f_{(i)\text{ПЧ}}}. \quad (4.29)$$

Обработка результатов эксперимента и приведение параметров, полученных в ходе эксперимента, к суточному электропотреблению реального двигателя выполнена по формуле:

$$W_{(i)} = P_{(i)} \cdot \pi_P \cdot T, \quad (4.30)$$

где T – рассматриваемый временной промежуток (для суток принимается равным 24 часам). Математическое моделирование было выполнено с погрешностью $\theta=0,05$. Результаты математического моделирования и эксперимента на физической модели представлены в таблице 4.14.

Таблица 4.14 – Результаты обработки данных эксперимента

Сценарий	Исходные данные				Результаты моделирования электропотребления W , кВт·ч	
	Режим	Q , м³/сут	H , м	π_P	Математическое моделирование	Физическая модель
1	До оптимизации	40	1950	14,7	412,80±0,05	419,3±2,58
	После оптимизации	40	1400		338,40±0,05	344,7±3,98
Снижение электропотребления, %					18,03±0,02	17,76±1,45
2	До оптимизации	27	1700	14,7	319,20±0,05	318,3±2,39
	После оптимизации	27	1400		228,00±0,05	226,5±1,74
Снижение электропотребления, %					28,57±0,03	28,85±1,08

Подробные результаты моделирования представлены в приложении Г.

Моделирование электропотребления на основе параметров технологического процесса и оборудования, принятых из результатов расчетов оптимизации электропотребления системы «ПЭД – ЭЦН»

Для оценки адекватности предложенной методики оптимизации выполнен эксперимент на лабораторном стенде. Порядок расчетов соответствует представленному в предыдущем параграфе. Математическое моделирование было выполнено с погрешностью $\theta=0,05$. Результаты расчетов сведены в таблицу 4.15.

Таблица 4.15 – Результаты обработки данных эксперимента

Скважина	Исходные данные					Результаты моделирования электропотребления W , кВт·ч	
	Режим	Q , м ³ /сут	$H_{\text{дин}}$, м	$P_{\text{буф}}$, МПа	π_P	Математическое моделирование	Физическая модель
115	До оптимизации	57,7	764	1,400	26,7	416,20±0,05	410,8±2,01
	После оптимизации	57,7	764	1,050		399,40±0,05	395,4±0,43
Снижение электропотребления, %						4,04±0,03	3,74±0,58
120	До оптимизации	64,2	750	2,600	26,7	637,90±0,05	654,7±4,18
	После оптимизации	64,2	750	1,000		550,10±0,05	559,2±2,25
Снижение электропотребления, %						13,76±0,02	14,58±0,89
318	До оптимизации	67,0	908	1,500	30	422,20±0,05	430,2±1,89
	После оптимизации	67,0	908	0,917		395,00±0,05	403,1±1,00
Снижение электропотребления, %						6,42±0,03	6,31±0,63

Подробные результаты моделирования системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» на лабораторном стенде представлены в приложении Г.

Выводы по главе 4

1. Разработана цифровая модель для расчета электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» с объектно-ориентированной структурой.

2. Выполнено моделирование электропотребления установок электроцентробежных насосов, работающих в составе электротехнического комплекса нефтяного месторождения. Результаты моделирования показывают, что погрешность расчетов по сравнению с результатами инструментальных замеров составляет не более 10%.

3. Выполнена оценка величины дополнительных потерь в электрическом оборудовании электротехнического комплекса нефтяного месторождения, которые вызваны наличием высших гармоник в сети.

4. Выполнена апробация методики выбора рациональных параметров режимов электротехнологического оборудования при оптимизации электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос». По результатам расчетов получено, что снижение потребления для различных скважин составит от 2,59% до 12,68%.

5. Выполнена оценка экономического эффекта выбора рациональных параметров режимов электротехнологического оборудования при оптимизации электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос», который составляет от 14,47 до 97,79 тыс. руб. Выполнена оценка минимального технического эффекта, который необходим для того, чтобы внедрение станции управления окупилось за 5 лет.

6. Выполнена оценка адекватности предложенного подхода к моделированию электрических двигателей на физической модели. Результаты физического моделирования показывают, что погрешность при моделировании одного двигателя по величине потребляемого тока составляет не более 3,61%, а по коэффициенту мощности не более 4,64%, при моделировании параллельной работы двигателей погрешность по величине потребляемого тока составляет не более 3,53%, а по коэффициенту мощности не более 4,91%. Разработан подход к моделированию системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» на лабораторном стенде. Выполнена оценка адекватности предложенного подхода к оптимизации электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос». По результатам обработки данных эксперимента получено, что рассчитанные значения принадлежит доверительному интервалу результатов эксперимента с уровнем доверительности вероятности $\alpha=0,95$, при $N=8$.

7. Разработана структурная схема управления электропотреблением системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос». Разработанный метод повышения энергетической эффективности системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» адаптирован к выполнению функций интегрированной логистической поддержки в

части диагностики состояния электротехнического оборудования; планирования процедур материально-технического обеспечения; обучения обслуживающего персонала; разработки и сопровождения электронной эксплуатационной документации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основным результатом диссертационной работы является решение актуальной научной задачи, заключающейся в разработке научно-методического обоснования моделирования электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос», позволяющего повысить энергетическую эффективность процесса добычи нефти. В ходе работы:

1) разработан метод повышения энергетической эффективности работы установки электроцентробежного насоса с интегрированной логистической поддержкой функционирования системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос», который позволяет на основе индикативных показателей оценивать результативность управляющих воздействий на энергоэффективность электротехнологического оборудования с учетом существующих технологических ограничений;

2) разработаны математические зависимости параметров функционирования погружного электрического двигателя и электроцентробежного насоса от текущих параметров технологического процесса и электрического режима, на основе которых возможна автоматическая коррекция параметров моделей элементов электротехнического комплекса нефтяного месторождения;

3) разработана методика оптимизации электропотребления системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос», позволяющая оценивать требуемую глубину регулирования частоты с учетом параметров технологического процесса, технологических ограничений и взаимодействия электротехнического и технологического оборудования;

4) разработана цифровая модель системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» с объектно-ориентированной структурой, учитывающая взаимодействие с аналогичными системами участка механизированной добычи нефтяного месторождения. Погрешность моделирования электропотребления по сравнению с результатами инструментальных замеров составляет не более 10%.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АД – асинхронный двигатель;
- АСКУЭ – автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии;
- АСТУЭ – автоматизированная система технического учета электроэнергии;
- ВГ – высшие гармоники;
- ВД – вентильный двигатель;
- ВЛ – воздушная линия электропередачи;
- ВН – высокое напряжение;
- ВП – виртуальный прибор;
- КЛ – кабельная линия электропередачи;
- КТП – комплектная трансформаторная подстанция;
- КПД – коэффициент полезного действия;
- ЛЭП – линия электропередачи;
- НКТ – насосно-компрессорная труба;
- НМ – нефтяное месторождение;
- НН – низкое напряжение;
- ООП – объектно-ориентированный подход;
- ПБВ – переключение без возбуждения;
- ПО – программное обеспечение;
- ПС – подстанция;
- ПЧ – преобразователь частоты;
- ПЭД – погружной электрический двигатель;
- РПН – регулирование под нагрузкой;
- СИП – самонесущий изолированный провод;
- СК – станок-качалка;
- СН – статическая нагрузка;
- СУ – станция управления;
- УВПН – установки винтовых погружных насосов;

УУР – уравнения установившихся режимов;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

Т – трансформатор;

ТО – технологический объект;

ШСНУ – штанговая скважинная насосная установка;

ЭС – внешняя энергосистема;

ЭТК – электротехнический комплекс;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

SCADA – Supervisory control and data acquisition (оперативное диспетчерское управление и сбор данных).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года [утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>.

2. План мероприятий («дорожная карта») «Энерджинет» Национальной технологической инициативы: [одобрена Президиумом Совета при Президенте РФ по модернизации экономики и инновационному развитию России 28.09.2016, Протокол №4]. – Режим доступа: https://nti2035.ru/markets/docs/DK_energynet.pdf.

3. Разработка управляющего модуля сбора и анализа информации по интеллектуальному управлению энергоснабжением цехов добычи нефти и газа в системе объединённого инженерного тренажёра [Текст]: отчет о НИР (заключ.) / Перм. нац. исслед. политехн. ун-т ; рук. Ромодин А. В. ; исполн. : Калинин И. С. [и др.] – Пермь, 2016. – 195 с. – Библиогр. : с. 191-194. – № 16z0209. – Инв. № 460.ПНИПУ.2016/16z0209-01 81 01-4.

4. Разработка подсистемы поддержки/управления жизненного цикла электротехнического оборудования модуля информационно-аналитической поддержки по интеллектуальному управлению системами электроснабжения цехов добычи нефти и газа в системе объединённого инженерного тренажёра [Текст]: отчет о НИР (заключ.) / Перм. нац. исслед. политехн. ун-т ; рук. Ромодин А. В. ; исполн. : Лейзгольд Д. Ю. [и др.] – Пермь, 2019. – 63 с. – Библиогр. : с. 61–62. – № 18z2750/2019/051. – Инв. № 460.ПНИПУ.2019/18z2750/2019/051-01 81 01-4.

5. Разработка методики планирования потребления электрической энергии объектами нефтедобычи ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Оценка влияния технического состояния электротехнического оборудования на надёжность систем электроснабжения ЦДНГ-11, 12 и на их энергетическую эффективность [Текст]: отчет о НИР (промежуточ.) / Перм. нац. исслед. политехн. ун-т ; рук. Ромодин А. В. ; исполн. : Лейзгольд Д. Ю. [и др.] – Пермь, 2020. – 88 с. – Библиогр. : с. 71–73. – № 19z2837/2019. – Инв. № 460.ПНИПУ.2020/19z2837/2019-01 81 01-2.

6. Плащанский, Л. А. Основы электроснабжения горных предприятий: Учебник для вузов. – 2-е изд., исправ. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2006. – 499 с.: ил. ISBN 5-7418-0441-1 (в пер.).

7. *Neftegaz.RU*. Установки погружных электроцентробежных насосов [Электронный ресурс]. – URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/nasosnoe-i-kompressorное-oborudovanie/141442-ustanovki-pogruzhnykh-elektrotsentrobezhnykh-nasosov-uetsn/> (дата обращения 20.02.2021).

8. Конструкция и технические характеристики модулей УЭЦН [Электронный ресурс]. – URL: <http://oilloom.ru/84-oborudovanie-truby-materialy-dlya-nefti-i-gaza/125-konstruktsiya-i-tekhicheskie-kharakteristiki-modulej-uetsn#:~:text=Обратный%20клапан%20предназначен%20для%20предотвращения,после%20спуска%20установки%20в%20скважину> (дата обращения 20.02.2021).

9. Хакимьянов, М. И. Повышение энергоэффективности и оптимизация режимов работы электроприводов в нефтедобывающей промышленности : дис. ... док. техн. наук: 05.09.03 – Уфа : 2018. – 355 с.

10. Золотарев, И. В. Прогнозирование энергоэффективности УЭЦН / И. В. Золотарев, С. Н. Пещеренко, Е. В. Пошвин // Бурение и нефть. – 2013. – №9. – С. 60–63.

11. Копырин, В. А. Улучшение показателей эффективности электротехнических комплексов установок электроцентробежных насосов добычи нефти при использовании внутрискважинных компенсаторов реактивной мощности : дис. ... кан. техн. наук: 05.09.03. – Тюмень. – 2019. – 137 с.

12. Трансформатора ТМПНГ-СЭЩ для питания погружных насосов нефти [Электронный ресурс]. – URL: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/acd/katalog_TMPNG_22.07.pdf (дата обращения 01.07.2019).

13. Шафиков И. Н. Повышение энергоэффективности электроприводов погружных электроцентробежных насосов : дис. ... кан. техн. наук: 05.09.03. – Уфа. – 2020. – 176 с.

14. Погружные насосные системы: каталог продукции [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.novometgroup.com/rus/products-and->

services/artificial-lift/electrical-submersible-pumping-systems/standard-esp/ (дата обращения 26.05.2020).

15. Обзор рынка погружных насосов для добычи нефти в России [Электронный ресурс]. – URL: <http://atconsult.ru/oilpump.html> (дата обращения 20.02.2021).

16. Мальцев, Н. В. Разработка физико-математической модели процесса освоения скважин с помощью УЭЦН : автореф. ... дис. кан. техн. наук: 25.00.17. – М.: – 2013. – 21 с.

17. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти / науч. ред. В. Ю. Алекперова, В. Я. Кершенбаума. – М. : ТЕХНОНТЕГАЗ, 1998. – 611 с.

18. Ihsmarkit.com : Официальный сайт компании IHSMarkit [Электронный ресурс]. – URL: <https://ihsmarkit.com>. – Загл. с экрана.

19. Rn.digital [Электронный ресурс]. – URL: <https://rn.digital>. – Загл. с экрана.

20. Sis.slb.ru : Официальный сайт компании Schlumberger [Электронный ресурс]. – URL: <https://sis.slb.ru/products/pipesim/>. – Загл. с экрана.

21. Novometgroup.com Официальный сайт ГК «Новомет» [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.novometgroup.com/rus/>. – Загл. с экрана.

22. Weatherford.com : Официальный сайт компании Weatherford [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.weatherford.com>. – Загл. с экрана.

23. Мукерджи, Х. Производительность скважин. Руководство. – М., 2001. – 183 с.

24. Промышленные программно-вычислительные комплексы в электроэнергетике. Методические указания для самостоятельной работы студентов / сост. Казакул А. А. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013. – 88 с.

25. CSoft.ru: Официальный сайт группы компаний CSoft [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.csoft.ru/>, свободный. – Загл. с экрана.

26. Программа DIgSILENT PowerFactory: Официальный сайт. URL: <http://www.digsilent.de>.

27. Rastrwin.ru: Официальный сайт филиала ОАО «НИИПТ» «Системы управления энергией» [Электронный ресурс]. – Екатеринбург. – Режим доступа: <http://www.rastrwin.ru>, свободный. – Загл. с экрана.

28. Isem.irk.ru : Официальный сайт Федерального государственного бюджетного учреждения науки Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук (ИСЭМ СО РАН) [Электронный ресурс]. – URL: <http://isem.irk.ru>. – Загл. с экрана.

29. Oaoesp.ru : Официальный сайт Новосибирского проектно-изыскательского и научно-исследовательского института «Энергосетьпроект» [Электронный ресурс]. – URL: <http://oaoesp.ru>. – Загл. с экрана.

30. Anares.ru : Официальный сайт ООО «ИДУЭС» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.anares.ru>. – Загл. с экрана.

31. Rtp3.ru : Официальный сайт ООО «Энергоэкспертсервис» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.rtp3.ru>. – Загл. с экрана.

32. Хужина, З. Б. Об использовании программных продуктов для расчета установившихся и оптимальных режимов электрических сетей. – 2016. – С. 160–165.

33. Honeywell.ru : Официальный сайт компании HoneyWell Россия [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.honeywell.ru/>. – Загл. с экрана.

34. Proryv.com : Официальный сайт НПФ «Прорыв» [Электронный ресурс]. – URL: <https://proryv.com/>. – Загл. с экрана.

35. Sicon.ru Официальный сайт АО ГК «Системы и Технологии» [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.sicon.ru/>. – Загл. с экрана.

36. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова / Р. С. Андриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. М.: Недра, 1983, 455 с.

37. Мищенко, И. Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 816 с. ISBN 5-7246-0234-2.

38. Ерка, Б. А. Особенности технологии эксплуатации электроцентробежными насосами скважин с неустановившимися режимами работы : автореф. ... дис. кан. техн. наук: 25.00.17. – Тюмень, 2006. – 24 с.

39. Дидковская, А. С. Теоретическое обобщение методов расчета гидродинамических процессов в трубопроводах для перекачки жидких углеводородов : дис. ... док. техн. наук: 25.00.19 – М.: 2019. – 226 с.

40. Корабельников, М. И. Оптимизация режимов работы скважин установками электроцентробежных насосов на современном этапе добычи нефти // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2017. – Т. 17. – № 1. – С. 29–33. DOI: 10.14529/power170104.

41. Трубопроводный транспорт нефти / Г. Г. Васильев, Г. Е. Коробков, А. А. Коршак и др.; Под редакцией С. М. Вайнштока : Учеб. для вузов : В 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Т. 1. – 407 с.: ил. ISBN 5-8365-0118-1.

42. Об оценке электропотребления погружного электрооборудования на физической модели / С. В. Мишуриных, А. Б. Петроченков, А. В. Ромодин, А. В. Ляхомский, Е. Н. Перфильева // Промышленная энергетика. – 2020. – № 8. – С. 26–33., ВАК.

43. Веников, В. А. Теория подобия и моделирования (применительно к задачам электроэнергетики) : Учебник для вузов по спец. «Кибернетика электр. Систем». – 3-е изд., перераб. и доп. / В. А. Веников, Веников Г. В. – М.: Высш. Шк., 1984. – 439 с., ил.

44. Петроченков, А. Б. Теория, методы и средства повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли : дис. ... док. техн. наук: 05.09.03. – Москва. – 2020. – 381 с.

45. Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 N 261-ФЗ (последняя редакция).

46. ГОСТ Р МЭК 61850-7-1-2009 Сети и системы связи на подстанциях. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования – М.: Стандартинформ, 2011.

47. Абраменкова Н.А. Структурный анализ электроэнергетических систем. / Н.А. Абраменкова, Н.И. Воропай, Т.Б. Заславская. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-

ние, 1990.

48. Петроченков, А. Б. Автоматизация выбора режимов функционирования систем электроснабжения нефтеперерабатывающих предприятий: дис. ... кан. техн. наук: 05.13.06. – Пермь, 2003. – 169 с.

49. Методы анализа и расчета замкнутых электрических сетей: Учебное пособие / С. С. Ананичева, А. Л. Мызин. 4-е изд., исправл. Екатеринбург: УрФУ, 2021. – 94 с. ISBN 5-321-00093-X.

50. Сенди, К. Современные методы анализа электрических систем. Пер. с венгер., М., «Энергия», 1971. С. 360 с ил.

51. Вайнштейн, Р.А. Математические модели элементов электроэнергетических систем в расчетах установившихся режимов и переходных процессов: учебное пособие / Р.А. Вайнштейн, Н.В. Коломиец, В.В. Шестакова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 115 с.

52. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.: ил. ISBN 5-283-01012-0.

53. Шелухина, Т.И. Расчеты нормальных и предельных по мощности установившихся режимов сложных энергосистем: учеб. пособие / Т.И. Шелухина. – М.: Изд-во МЭИ, 2005.

54. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Под общей ред. Ю. Н. Руденко и В. А. Семенова. М.: Издательство МЭИ, 2000. – 648 с.: ил. ISBN 5-7046-0528-1.

55. Гусейнов, Ф. Г. Оценка параметров и характеристик энергосистем. / Ф. Г. Гусейнов, Рахманов Н. Р. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 152 с.: ил. ISBN 5-283-01073-2.

56. Применение вычислительных методов в энергетике: Обзор докладов VIII Международной конференции / Под ред. В. А. Веникова, Ю. Ф. Архипцева. М.: Энергоатомиздат, 1987. 176 с. – (Энергетика за рубежом).

57. Abur, A., Exposito A. G. Power System State Estimation. Theory and Implementation. New York, NY: Marcel Dekker, 2004. 336 p. ISBN: 0-8247-5570-7.

58. Воропай, Н.И. Расчеты режимов радиальной электрической сети интервальным методом / Н.И. Воропай, Б. Бат-Ундрал // Электричество. – 2008. –

№ 10. – С. 64–66.

59. Веретенников, Л. П. Исследование процессов в судовых электроэнергетических системах. Теория и методы. Л.: Судостроение, 1975.

60. Винокур, В. М. Математическое моделирование газотурбинных мини-электростанций и мини-энергосистем: моногр. / В. М. Винокур, Б. В. Кавалеров, А. Б. Петроченков, М. Л. Сапунков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. – 299 с. ISBN 978-5-398-00396-3/

61. Веретенников, Л. П. Общий алгоритм исследования несимметричных режимов в автономных энергетических системах / Л. П. Веретенников, В. А. Целемечский // Электричество. – 1970. – №6. – С. 20–26.

62. Гамазин, С. И. Переходные процессы в электродвигательной нагрузке систем промышленного электроснабжения. / С. И. Гамазин, Д. Б. Понаровкин, С. А. Цырук – М.: Изд-во МЭИ, 1991.

63. Петроченков, А. Б. Обеспечение толерантности электроэнергетических систем на основе информационно-аналитических сред принятия решений / А. Б. Петроченков, А. В. Ромодин, В. П. Казанцев // Энергетика, материалы и природные ресурсы. Эффективное использование. Собственные источники энергии: материалы III Междунар. науч.-практ. Конф., г. Пермь, 13–15 июня 2007 г. – Пермь: Астер, 2007. – С. 133-137.

64. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях / В. В. Ежков, Г. К. Зарудский, Э. Н. Зуев и др.; Под ред. В. А. Строева. М.: Высш. шк., 1999.

65. Кормилицин, Д. Н. Устойчивость регулируемой электроэнергетической системы с управляемой линией электропередачи сверхвысокого напряжения: диссертация... кан. техн. наук: 05.14.02. – Иваново: 2018. – 192 с.

66. Кацман, М. М. Электрические машины : учебник для студ. учреждений сред. проф. Образования / М. М. Кацман. – 12-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2013. – 496 с. ISBN 978-5-7695-9705-3.

67. Веников, В. А. и др. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В. А. Веников, В. И. Идельчик, М. С. Лисеев. М.: Энергоатомиздат, 1985.

68. Разработка модуля информационно-аналитической поддержки по интеллектуальному управлению системами электроснабжения цехов добычи нефти и газа в системе объединенного инженерного тренажера [Текст]: отчет о выполненной работе (заключ.) / Перм. нац. исслед. политехн. ун-т ; рук. Ромодин А. В. ; исполн. : Лейзгольд Д. Ю. [и др.] – Пермь, 2017. – 68 с. – Библиогр. : с. 66–67. – № 16z3341/2017/048. – Инв. № 460.ПНИПУ.2017/17z3341/2017/048-01 81 01-4.

69. Копылов, И. П. Математическое моделирование электрических машин. М.: Высш. шк., 1987.

70. Жуков, В. В. Короткие замыкания в электроустановках напряжением до 1 кВ. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 192 с., ил. ISBN 5-7046-0958-9.

71. Меркурьев Г.В., Шаргин Ю.М. Устойчивость энергосистем. Расчеты: Монография. – СПб.: НОУ «Центр подготовки кадров энергетики», 2006. – 300 с.

72. Мугалимов, Р.Г. Сравнительный анализ методик расчета параметров электрических схем замещения асинхронных двигателей / Р.Г. Мугалимов, Р.Я. Храмшин, А.Р. Мугалимова // Электротехника: сетевой электронный научный журнал. – 2016. – Т.3, – №1. – С. 36–40.

73. Гридин, В.М. Расчет параметров схемы замещения асинхронных двигателей по каталожным данным // Электричество. – 2012. – №5. – С. 40–44.

74. Фаттахов, К.М., Фаттахов Р.К. О расчете сопротивлений асинхронных погружных электродвигателей серии ПЭД / К.М. Фаттахов, Р.К. Фаттахов // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т.14. – №1. – С. 219–224.

75. Усольцев, А.А. Определение параметров схемы замещения АД по справочным данным [Электронный ресурс]. – URL: http://ets.ifmo.ru/usolzev/wopros/op_ad.pdf (дата обращения 30.03.2020).

76. Гармаш, В.С. Определение параметров схем замещения асинхронных двигателей из динамических режимов // Наукові праці Донецького національного технічного університету. – 2009. – №9. – С. 48–51.

77. Ковалев, А. Ю. Моделирование погружных асинхронных электрических двигателей в составе установок электроцентробежных насосов : автореф. ... дис. кан. техн. наук: 05.09.01. – Омск.: – 2010. – 21 с.

78. Макеев, М.С., Кувшинов А.А. Алгоритм расчета параметров схемы замещения асинхронного двигателя по каталожным данным / М.С. Макеев, А.А. Кувшинов // Вектор науки ТГУ – № 1 (23). – 2013. – С. 108–112.

79. Experience in Developing a Physical Model of Submersible Electrical Equipment for Simulator Systems: Research and Training Tasks on the Agenda of a Key Employer / A. B. Petrochenkov, A. V. Romodin, S. V. Mishurinskikh, V. V. Seleznev, V. A. Shamaev // Proceedings of 2018 XVII Russian Scientific and Practical Conference on Planning and Teaching Engineering Staff for the Industrial and Economic Complex of the Region (PTES) [Electronic resource] : [Proc. of Conf.], St. Petersburg, Russia, Nov. 14-15, 2018 / IEEE Russia North-West section, St. Petersburg Electrotechn. Univ. LETI. – [S. 1.] : IEEE, 2018. – P. 114-117. – Mode of access: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8604169>. – Title from screen. – DOI: 10.1109/PTES.2018.8604169., Web of Science.

80. Takacs, G. Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance. Burlington, MA: Gulf Professional Publishing, 2009. 440 p.

81. Pillay, P. Practical Consideration in Applying Energy Efficient Motors in the Petrochemical Industry, IEEE, PCIC-95-21, September, 1995.

82. Антонов, М. В. Технология производства электрических машин: Учеб, пособие для вузов / М. В. Антонов, Л. С. Герасимова – М: Энергоиздат, 1982. – 512 с.

83. Сибикин, Ю. Д. Основы электроснабжения объектов : учебное пособие / Ю. Д. Сибикин. – Изд. 3-е, стер. – Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2020. – 328 с. ISBN 978-5-4499-0768-4.

84. Гуревич, Ю. Е. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. / Ю. Е. Гуревич, Л. Е. Либова, А. А. Окин. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 309 с.: ил. ISBN 5-283-01022-8.

85. Гридин, В. М. Расчет характеристик асинхронных двигателей по каталожным данным // Электричество. – 2018. – №9. – С. 44–48. DOI: 10.24160/0013-5380-2018-9-44-48.

86. Калинов, А.П. Характеристики асинхронных двигателей с учетом нелинейности кривой намагничивания / А.П. Калинов, В.А. Огарь // Вестник КДПУ. – 2006. – С. 226–229.

87. Рабинович, Р.С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем. – 2-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 352 с.: ил. ISBN 5-283-01079- 1.

88. Москаленко, В. В. Электрический привод : учебник для студ. высш. учеб. заведений / В. В. Мокваленко. – М. : Издательский центр «Академия», 2007. – 368 с. ISBN 978-5-7695-2998-6.

89. Бурков, А. Ф. Исследование асинхронных двигателей с целью определения возможностей повышения их энергетических показателей / А. Ф. Бурков, В. Н. Юрин, В. Р. Аветисян // Вестник Государственного университета морского и речного флота имени адмирала С. О. Макарова. – 2018. – Т. 10. – № 3. – С. 619–628. DOI: 10.21821/2309-5180-2018-10-3-619-6.

90. Бекиров, Э.А. Зависимость скольжения, мощности и вращающего момента асинхронных машин от частоты сети при переходном режиме работы / Бекиров Э.А., Воскресенская С.Н., Абибуллаев А.Н. // Строительство и техногенная безопасность. – 2018. – №11. – С. 161–170.

91. Соловьев, В. А. Расчет характеристик трехфазного асинхронного двигателя: методические указания к самостоятельной работе студентов по дисциплинам «Электротехника и электроника», «Основы электропривода» / В. А. Соловьев. – М.: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2014. – 44 с.: ил.

92. Гришин, А.П. Коэффициент полезного действия частотно-регулируемого электронасоса [Текст] / А.П. Гришин, В.А. Гришин // Научные труды. – Том 89. – М.: ВИЭСХ, 2004. – С. 118–127.

93. Петроченков, А.Б. Методические рекомендации по оценке реактивной мощности, потребляемой погружным асинхронным электродвигателем / А.Б. Петроченков, С.В. Мишуринских // Вестник ПНИПУ. – 2021. – №38. – С.175–194. DOI: 10.15593/2224-9397/2021.2.09.

94. Ивановский, В. Н. Скважинные насосные установки для добычи нефти. / Ивановский В. Н., Дарищев В. И., Сабиров А. А., Каштанов В. С., Пекин С. С. – М.: ГУП Изд- во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.: ил. ISBN 5-7246-0206-7.

95. Указание РМ-139 «Методика технико-экономической оценки эффективности геолого-технических мероприятий».

96. Уразаков, К. Р. Расчет и подбор устьевого эжектора для скважин, оборудованных электроцентробежными установками / К. Р. Уразаков, Р. И. Вахитова, А. С. Топлыникова, К. А. Дубовицкий, Р. А. Ахметшин // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. – 2013. – №4. – С. 212–224.

97. Ляпков, П.Д. О влиянии вязкой жидкости на характеристику погружных центробежных насосов // Труды ВНИИ. 1964. Выпуск XLI. С. 71–107.

98. Караев, М.А. Работа центробежных насосов на вязких жидкостях. / М.А. Караев, А.Г. Азизов, А.М. Рагимов, Г.Г. Рзаева – Баку: АГНА, 2005. 175 с.

99. Ивановский, В.Н. Влияние вязкой жидкости на рабочую характеристику погружных электроцентробежных насосов / В.Н. Ивановский В.Н., С.С. Пекин, П.Л. Янгулов // Территория нефтегаз. – 2012. – №9. – с. 49–55.

100. Пекин, С.С. Анализ поправочных коэффициентов пересчета характеристики электроцентробежного насоса при влиянии вязкости добываемого флюида / С.С. Пекин, П.Л. Янгулов // Экспозиция нефть и газ. – 2013. – №2. – с. 68–73.

101. Янгулов, П. Л. Усовершенствование методики определения характеристики центробежных насосов для добычи нефти при работе на вязкой жидкости : автореф. ... дис. кан. техн. наук: 05.02.13. – М.: – 2013. – 25 с.

102. Якимов, С. Б. Анализ эффективности применения вентильных двигателей для снижения энергопотребления / С. Б. Якимов, М. Н. Каверин, В. П. Тарасов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть» – 2014. – №3. – С. 45–50.

103. Воропай, Н. И. Упрощение математических моделей динамики электроэнергетических система. – Новосибирск: Наука, 1981. – 112 с.

104. Neftegaz.RU. Экспресс-методика подбора ЭЦН к нефтедобывающей скважине [Электронный ресурс] URL: <https://neftegaz.ru/science/booty/332485-ekspress-metodika-podbora-etsn-k-neftedobyyv-ayushchey-skvazhine/> (дата обращения 01.03.2020).

105. Решетько, М. В. Основы гидравлики, гидрологии и гидрометрии : учебное пособие / М. В. Решетько. – Томск : Томский политехнический университет, 2015. – 193 с. – ISBN 978-5-4387-0557-4. – Текст : электронный //

Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. – URL: <http://www.iprbookshop.ru/55201.html> (дата обращения: 17.02.2021).

106. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов : учеб.-метод. Комплекс для студ. спец. 1-70 05 01 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» / сост. В. К. Липский, М. Е. Демидова. – Новополюцк: ПГУ, 2007. – 312 с. ISBN 985-418-488-9.

107. Guo B., C. Lyons W., Ghalambor A. Petroleum Production Engineering. A Computer-Assisted Approach. Elsevier Science & Technology Books. – 2007. – 287 с. ISBN 0750682701.

108. Дроздова, Ю.А. Гидравлический расчет сложных трубопроводов. Учебное пособие по дисциплинам «Гидравлика и нефтегазовая гидромеханика» и «Гидромеханика». / Ю.А. Дроздова, М.Н. Кравченко, Е.Г. Разбегина – М.: РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2016. – 60 с.

109. Гвоздев, Б.П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: справочное пособие / Б.П. Гвоздев, А.И. Григорашенко, А.Е. Корнилов. – М.: Недрa, 1988. – 575 с.

110. РД 39-30-718-82. Методика гидравлического расчета нефтепроводов при перекачке газонасыщенных нефтей.

111. Идельчик, И. Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / Под ред. М. О. Штейнберга. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.: ил. ISBN 5-217-00393-6.

112. Справочник по расчетам гидравлических и вентиляционных систем. А.С. Юрьев. Санкт-Петербург «Мир и семья»: 2001г. 1154 с., ил.

113. Гидравлика. Методические материалы по курсу «Гидравлика» для студентов II курса, обучающихся по направлению 280302 «Комплексное использование и охрана водных ресурсов». Часть I / сост. В. В. Крамаренко, О. Г. Савичев – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 112 с.

114. Кирис, А.В. Гидрогазодинамика [Текст]: учебное пособие. – А.В. Кирис, В.В. Лисин. – Одесса: ОНМА, 2007. – 91 с.

115. Федоров, Н.Ф. Канализация. / Н.Ф. Федоров, С.М. Шифрин. Изд-во «Высшая школа», 1968.

116. James F. Lea, Lynn Rowlan. Gas Well Deliquification (Third Edition). – Gulf Professional Publishing, 2019. – 480 p. ISBN 9780128158975. doi.org/10.1016/B978-0-12-815897-5.00015-9.

117. Анализ контроля показателей и регулирование процесса доразработки залежи нефти месторождения Ханкальское / М. М. Бакраев, А. И. Дзагиев, И. А. Чапанов, Ф. З. Булюкова, Е. Б. Думлер // Нефтегазовое дело. – 2020. – т. 18. – № 6. – С. 74–81. DOI: 10.17122/ngdelo-2020-6-74-81.

118. Кагарманов, И. И. Особенности эксплуатации УЭЦН: учебное пособие. – Самара, 2005. – 48 с.: ил.

119. Технологический регламент ОАО «ВАРЬЁГАННЕФТЬ» по подготовке, запуску, выводу на режим и эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН.

120. ГОСТ Р 51365-2009. Нефтяная и газовая промышленность. Оборудование для бурения и добычи. Оборудование устья скважины и фонтанное устьевое оборудование. Общие технические требования.

121. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

122. Анализ потерь энергии в технологических элементах установок скважинных нефтедобывающих насосов / Р. А. Семисынов, Е. С. Киселев, М. И. Хакимьянов // Нефтегазовое дело. – 2020. – № 6. – С. 179–198.

123. Васьковская, Т. А. Анализ оптимальных режимов электроэнергетических систем на основе множителей Лагранжа : дис. ... док. техн. наук: 05.14.02 – М.: 2018. – 318 с.

124. Бочкарев, С.В. Статистические исследования контроля качества в автоматизированных системах : учеб. пособие / С.В. Бочкарев, Б. Краузе, Н.И. Хорошев. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. Ун-та, 2016. – 267 с. ISBN 978-5-398-01550-8.

125. Люtareвич, А. Г. Оценка дополнительных потерь мощности от высших гармоник в элементах систем электроснабжения / А. Г. Люtareвич, А. А. Вырва,

С. Ю. Долингер, Д. С. Осипов, И. Н. Четверик // Омский научный вестник. – 2009. – № 1. – С. 109–113.

126. Abramov, B.I., Parfenov, B.M., Shevyrev, Yu.V. Choice methods of the parameters of filter compensating stepped type devices for thyristor electric drives // Elektrotehnika. – 2001. – no 1. – pp. 38–42.

127. Официальный сайт министерства тарифного регулирования и энергетики Пермского края [Электронный ресурс]. – URL: <http://mtre.permkrai.ru/resheniya-rst/baza-prinyatykh-tarifnykh-resheniy/> (дата обращения 23.08.2021 г.).

128. Якимов, С. Б. Анализ эффективности применения вентильных двигателей для снижения энергопотребления / С. Б. Якимов, М. Н. Каверин, В. П. Тарасов, Д. А. Косилов, А. В. Цыбин // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть» – 2014. – №3. – С. 31–38.

129. Информационная поддержка жизненного цикла изделий машиностроения: принципы, системы и технологии CALS/ИПИ / А.Н. Ковшов, Ю.Ф. Назаров, И.М. Ибрагимов, А.Д. Никифоров. – М.: Академия, 2007.

130. Планирование процесса эксплуатации электротехнического оборудования с использованием теории марковских процессов / А.Б. Петроченков, С.В. Бочкарев, А.В. Ромодин, Д.К. Елтышев // Электротехника. – 2011. – № 11. – С.20–24.

131. Евсюков, В.Н. Методика работы над кандидатской диссертацией: учебное пособие / В. Н. Евсюков. – Изд. пятое, допол. – Оренбург: ГОУ «ОГУ», 2009. – 539 с. ISBN 5 -7410-0658-2.

132. Горохов, В.А. Основы экспериментальных исследований и методика их проведения : учеб. пособие / В.А. Горохов. – Минск : Новое знание ; М. : ИНФРА- М, 2015. – 655 с. : ил. – (Высшее образование). ISBN 978-985-475-755-1.

133. Ермаков, С. М., Жиглявский А. А. Математическая теория оптимального эксперимента : Учеб. пособие. – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1987. – 320 с.

**Приложение А. Оборудование электротехнического комплекса участка механизированной добычи месторождения
им. В. П. СУХАРЕВА ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

Таблица А.1 – Оборудование УЭЦН

Номер скважины	Насос	Двигатель	Кабель	Трансформатор	Станция управления	Глубина спуска насоса, м	Диаметр штуцера, мм
1	ЭЦН 125 Н=1800 м	ПЭД 70 U=1650 В	КПБП 3х16 L=1805 м	ТМПН 160	ИРЗ I=250 А	1516	12
2	ЭЦН 60 Н=2500 м	ПЭД 45 U=1350 В	КПБП 3х16 L=2580 м	ТМПН 160	Электон I=250 А	2506	8
3	ЭЦН 40 Н=2500 м	ПЭД 36 U=1270 В	КПБП 3х10 L=2450 м	ТМПН 100	Электон I=250 А	2378	8
4	ЭЦН 60 Н=2200 м	ПЭД 50 U=1500 В	КПБП 3х16 L=2260 м	ТМПН 100	Эталон I=250 А	2208	8
5	ЭЦН 35 Н=2000 м	ПЭД 32 U=1000 В	КПБП 3х10 L=2400 м	ТМПН 100	Электон I=250 А	2333	8
111	ЭЦН 60 Н=2000 м	ПЭД 45 U=1400 В	КПБП 3х10 L=2105 м	ТМПН 160	Эталон I=250 А	1995	8
112	ЭЦН 60 Н=2000 м	ПЭД 40 U=1200 В	КПБП 3х16 L=2115 м	ТМПН 100	Эталон I=250 А	2011	6
114	ЭЦН 50 Н=2000 м	ПЭД 32 U=950 В	КПБП 3х10 L=1910 м	ТМПН 100	Борец I=250 А	1865	8
115	ЭЦН 50 Н=2000 м	ПЭД 40 U=1200 В	КПБП 3х16 L=2080 м	ТМПН 100	ИРЗ I=250 А	1941	8
116	ЭЦН 50 Н=2000 м	ПЭД 40 U=1200 В	КПБП 3х10 L=2025 м	ТМПН 100	Борец I=250 А	1946	8
117	ЭЦН 50 Н=2000 м	ПЭД 45 U=1400 В	КПБП 3х10 L=2080 м	ТМПН 100	ИРЗ I=250 А	2002	10
118	ЭЦН 60 Н=2200 м	ПЭД 45 U=1400 В	КПБП 3х10 L=2260 м	ТМПН 100	Эталон I=250 А	2001	6
119	ЭЦН 35 Н=2000 м	ПЭД 32 U=950 В	КПБП 3х16 L=2020 м	ТМПН 100	Электон I=250 А	1960	8
120	ЭЦН 35 Н=2000 м	ПЭД 32 U=1000 В	КПБП 3х10 L=2075 м	ТМПН 100	Электон I=250 А	1999,6	8
121	ЭЦН 60 Н=2000 м	ПЭД 36 U=1200 В	КПБП 3х10 L=2070 м	ТМПН 100	Борец I=250 А	2003	8
125	ЭЦН 60 Н=2000 м	ПЭД 45 U=1400 В	КПБП 3х16 L=1910 м	ТМПН 100	Электон I=250 А	1824	8
208	ЭЦН 60 Н=2000 м	ПЭД 36 U=1200 В	КПБП 3х10 L=2090 м	ТМПН 100	Эталон I=250 А	2015,9	8
214	ЭЦН 60 Н=2000 м	ПЭД 36 U=1270 В	КПБП 3х16 L=2030 м	ТМПН 100	Эталон I=250 А	2002	8
215	ЭЦН 60 Н=2000 м	ПЭД 45 U=1050 В	КПБП 3х10 L=2090 м	ТМПН 100	ИРЗ I=250 А	2000	10
317	ЭЦН 60 Н=2050 м	ПЭД 45 U=1400 В	КПБП 3х10 L=2230 м	ТМПН 100	ИРЗ I=250 А	1600	8

Окончание таблицы А.1

Номер скважины	Насос	Двигатель	Кабель	Трансформатор	Станция управления	Глубина спуска насоса, м	Диаметр штуцера, мм
318	ЭЦН 60 Н=2000 м	ПЭД 45 U=1400 В	КПБП 3х10 L=2100 м	ТМПН 100	ИРЗ I=250 А	2028	8
320	ЭЦН 35 Н=2000 м	ПЭД 32 U=1000 В	КПБП 3х10 L=2060 м	ТМПН 100	Эталон I=250 А	2005,4	10
321	ЭЦН 35 Н=2000 м	ПЭД 32 U=1130 В	КПБП 3х10 L=1845 м	ТМПН 100	Эталон I=250 А	1780	6
322	ЭЦН 60 Н=2000 м	ПЭД 45 U=1400 В	КПБП 3х16 L=1690 м	ТМПН 100	Борец I=250 А	1604	8
323	ЭЦН 60 Н=2050 м	ПЭД 45 U=1540 В	КПБП 3х16 L=2040 м	ТМПН 100	ИРЗ I=250 А	1978	8
327	ЭЦН 20 Н=2000 м	ПЭД 32 U=1000 В	КПБП 3х16 L=1770 м	ТМПН 100	Эталон I=400 А	1712	8
329	ЭЦН 60 Н=2000 м	ПЭД 36 U=1200 В	КПБП 3х16 L=2045 м	ТМПН 100	Борец I=250 А	1994	8

Таблица А.2 – Оборудование КТП

КТП	Марка	$S_{\text{ном}}$, кВА	$U_{\text{ВН}}$, кВ	$U_{\text{НН}}$, кВ	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$\Delta P_{\text{КЗ}}$, кВт	$U_{\text{КЗ}}$, %	$I_{\text{ХХ}}$, %
2303	ТМГ-250/6	250	6	0,4	0,57	3,7	4,5	1,7
2304	ТМГ-400/6	400	6	0,4	0,95	5,5	4,5	1,6
2307	ТМГ-400/6	400	6	0,4	0,95	5,5	4,5	1,6
2308	ТМГ-630/6	630	6	0,4	1,16	7,6	5,5	0,8
2309	ТМГ-400/6	400	6	0,4	0,95	5,5	4,5	1,6
2310	ТМГ-630/6	630	6	0,4	1,16	7,6	5,5	0,8
2311	ТМГ-630/6	630	6	0,4	1,16	7,6	5,5	0,8
2312	ТМГ-400/6	400	6	0,4	0,95	5,5	4,5	1,6

Приложение Б. Сведения о погрешностях измерений используемого оборудования

Погрешности измерений анализатора качества электроэнергии *FLUKE 435-II* представлены в таблице Б.1.

Таблица Б.1 – Погрешности измерений анализатора качества электроэнергии *FLUKE 435-II*

Параметр	Режим	Диапазон измерений	Разрешение	Погрешность измерений
Напряжение	Среднеквадратичное значение	1-1000 В	0,01 В	$\pm 0,1\% U_{\text{ном}}$
	(Среднеквадратичное значение) ^{1/2}	1-1000 В фаза-нейтраль	0,01 В	$\pm 0,2\% U_{\text{ном}}$
	Основное состояние	1-1000 В фаза-нейтраль	0,01 В	$\pm 0,1\% U_{\text{ном}}$
Ток	Среднеквадратичное значение	0,5-200 А	0,1 А	$\pm 0,5\% \pm 5$ единиц счета
	(Среднеквадратичное значение) ^{1/2}	0,5-200 А	0,1 А	$\pm 1,0\% \pm 10$ единиц счета
Мощность (ВА, Вт, ВАр)	—	макс. 2000 МВт	0,1 Вт-1 МВт	$\pm 1,0\% \pm 10$ единиц счета
Коэффициент мощности	—	0-1	0,001	$\pm 0,1\%$ в условиях номинальной загрузки

Погрешности измерений измерителя мощности, установленного на лабораторном стенде «Учприбор» кафедры МСА ФГАОУ ВО ПНИПУ, представлены в таблице Б.2.

Таблица Б.2 – Погрешности измерителя мощности, установленного на лабораторном стенде «Учприбор»

Параметр	Диапазон измерения	Погрешность измерений
Напряжение, В	32...640	0,15%
Ток, А	0,05...20	0,15%
Частота, Гц	40...400	$\pm 0,2$ %
Активная мощность, Вт	–	$\pm 0,3$ %
Коэффициент мощности	–	$\pm 0,3$ %
Полная мощность, ВА	–	$\pm 0,3$ %
Реактивная мощность, Вар	–	$\pm 0,3$ %

Погрешности измерений блока измерительных трансформаторов БИТ-3, установленного на лабораторном стенде «Учприбор» кафедры МСА ФГАОУ ВО ПНИПУ, представлены в таблице Б.3.

Таблица Б.3 – Погрешности измерений блока измерительных трансформаторов БИТ-3, установленного на лабораторном стенде «Учприбор»

Параметр	Значение
Частота измеряемых токов и напряжений, Гц	50 \pm 1
Коэффициент трансформации: -трансформатора напряжения, В/В -трансформатора тока, А/В	600/3 0,3/3
Амплитуда измеряемого напряжения, В, не более	600
Амплитуда измеряемого тока в длительном режиме, А, не более	0,3
Амплитуда измеряемого тока в кратковременном (до 1,0 с) режиме, А, не более	10
Погрешность трансформаторов, %, не более	2,5

Таблица В.1 – Результаты предварительных замеров двигателя АД1

Коэффициент загрузки (K_3), о.е.	Параметр	Номер измерения							
		1	2	3	4	5	6	7	8
0,00	I_{AD1}, A	4,14	4,17	4,10	4,15	4,13	4,15	4,11	4,10
	$\cos\varphi_{AD1}$, о.е.	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
0,08	I_{AD1}, A	4,08	4,06	4,04	4,08	4,11	4,09	4,08	4,08
	$\cos\varphi_{AD1}$, о.е.	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
0,17	I_{AD1}, A	4,05	4,08	4,07	4,04	4,01	4,09	4,05	4,02
	$\cos\varphi_{AD1}$, о.е.	0,28	0,28	0,27	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
0,25	I_{AD1}, A	4,04	4,00	4,07	4,01	4,05	4,07	4,06	4,02
	$\cos\varphi_{AD1}$, о.е.	0,32	0,32	0,32	0,33	0,32	0,32	0,32	0,32
0,33	I_{AD1}, A	4,05	4,09	4,08	4,05	4,04	4,08	4,04	4,04
	$\cos\varphi_{AD1}$, о.е.	0,35	0,35	0,35	0,35	0,36	0,35	0,35	0,36
0,42	I_{AD1}, A	4,06	4,08	4,08	4,03	4,05	4,04	4,04	4,03
	$\cos\varphi_{AD1}$, о.е.	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,37	0,38	0,38
0,50	I_{AD1}, A	4,07	4,06	4,08	4,06	4,07	4,09	4,10	4,09
	$\cos\varphi_{AD1}$, о.е.	0,42	0,42	0,41	0,42	0,41	0,42	0,42	0,41
0,58	I_{AD1}, A	4,12	4,10	4,12	4,10	4,11	4,14	4,08	4,12
	$\cos\varphi_{AD1}$, о.е.	0,45	0,45	0,45	0,45	0,44	0,46	0,45	0,45
0,67	I_{AD1}, A	4,13	4,13	4,13	4,13	4,12	4,12	4,12	4,13
	$\cos\varphi_{AD1}$, о.е.	0,475	0,48	0,47	0,48	0,47	0,48	0,47	0,48
0,75	I_{AD1}, A	4,15	4,12	4,18	4,18	4,15	4,17	4,16	4,18
	$\cos\varphi_{AD1}$, о.е.	0,5	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,49
0,83	I_{AD1}, A	4,2	4,22	4,19	4,23	4,18	4,16	4,21	4,23
	$\cos\varphi_{AD1}$, о.е.	0,53	0,53	0,53	0,53	0,52	0,52	0,54	0,54
0,92	I_{AD1}, A	4,25	4,24	4,23	4,22	4,27	4,24	4,25	4,26
	$\cos\varphi_{AD1}$, о.е.	0,56	0,56	0,57	0,56	0,56	0,55	0,56	0,57
1,00	I_{AD1}, A	4,32	4,34	4,32	4,33	4,36	4,32	4,36	4,33
	$\cos\varphi_{AD1}$, о.е.	0,58	0,58	0,57	0,59	0,57	0,59	0,59	0,59

[illegible]

Окончание таблицы В.2

Коэффициент загрузки (K_3), о.е.	Параметр	Номер измерения							
		1	2	3	4	5	6	7	8
0,08	I_{AD2}, A	2,20	2,20	2,20	2,21	2,19	2,22	2,19	2,20
	$\cos\varphi_{AD2}$, о.е.	0,42	0,42	0,42	0,43	0,43	0,43	0,42	0,42
0,17	I_{AD2}, A	2,23	2,23	2,22	2,22	2,21	2,22	2,24	2,25
	$\cos\varphi_{AD2}$, о.е.	0,46	0,46	0,46	0,46	0,47	0,46	0,46	0,45
0,25	I_{AD2}, A	2,26	2,26	2,25	2,27	2,24	2,26	2,28	2,27
	$\cos\varphi_{AD2}$, о.е.	0,50	0,50	0,49	0,50	0,51	0,50	0,50	0,50
0,33	I_{AD2}, A	2,30	2,32	2,31	2,28	2,30	2,28	2,28	2,28
	$\cos\varphi_{AD2}$, о.е.	0,55	0,55	0,56	0,55	0,55	0,55	0,55	0,56
0,42	I_{AD2}, A	2,44	2,45	2,46	2,45	2,42	2,44	2,46	2,45
	$\cos\varphi_{AD2}$, о.е.	0,61	0,61	0,60	0,61	0,60	0,62	0,61	0,62
0,50	I_{AD2}, A	2,54	2,53	2,55	2,56	2,53	2,52	2,56	2,52
	$\cos\varphi_{AD2}$, о.е.	0,67	0,67	0,67	0,67	0,66	0,66	0,68	0,66
0,58	I_{AD2}, A	2,64	2,62	2,62	2,66	2,66	2,62	2,62	2,63
	$\cos\varphi_{AD2}$, о.е.	0,71	0,70	0,71	0,71	0,71	0,70	0,71	0,71
0,67	I_{AD2}, A	2,78	2,76	2,79	2,76	2,78	2,78	2,78	2,77
	$\cos\varphi_{AD2}$, о.е.	0,72	0,71	0,71	0,71	0,73	0,73	0,71	0,72
0,75	I_{AD2}, A	2,92	2,90	2,90	2,91	2,95	2,92	2,95	2,90
	$\cos\varphi_{AD2}$, о.е.	0,75	0,75	0,76	0,75	0,75	0,74	0,74	0,75
0,83	I_{AD2}, A	3,04	3,04	3,06	3,06	3,03	3,03	3,05	3,02
	$\cos\varphi_{AD2}$, о.е.	0,78	0,79	0,79	0,78	0,79	0,78	0,79	0,80
0,92	I_{AD2}, A	3,20	3,19	3,17	3,20	3,21	3,17	3,20	3,19
	$\cos\varphi_{AD2}$, о.е.	0,80	0,79	0,79	0,80	0,81	0,81	0,80	0,79
1,00	I_{AD2}, A	3,40	3,42	3,38	3,43	3,41	3,39	3,42	3,43
	$\cos\varphi_{AD2}$, о.е.	0,83	0,83	0,82	0,82	0,83	0,83	0,82	0,84

На основании обработки данных предварительных замеров получены следующие результаты (таблицы В.3, В.4).

Таблица В.3 – Результаты обработки данных предварительных замеров двигателя АД1

Коэффициент загрузки (K_3), о.е.	Среднее значение, \bar{x}		Среднеквадратическое отклонение, σ		V		n	
	I_{AD} , A	$\cos\varphi$, о.е.	I_{AD}	$\cos\varphi$	I_{AD}	$\cos\varphi$	I_{AD}	$\cos\varphi$
0,00	4,13	0,23	0,023	0,002	0,564	1,048	0,20	0,67
0,08	4,08	0,26	0,021	0,003	0,504	0,972	0,16	0,58
0,17	4,05	0,28	0,028	0,003	0,688	1,132	0,29	0,79
0,25	4,04	0,32	0,027	0,003	0,657	1,022	0,26	0,64
0,33	4,06	0,35	0,021	0,003	0,514	0,741	0,16	0,34
0,42	4,05	0,38	0,019	0,004	0,466	0,958	0,13	0,56
0,50	4,08	0,42	0,014	0,003	0,352	0,766	0,08	0,36

Окончание таблицы В.3

Коэффициент загрузки (K_3), о.е.	Среднее значение, \bar{x}		Среднеквадратическое отклонение, σ		V		n	
	I_{AD} , А	$\cos\varphi$, о.е.	I_{AD}	$\cos\varphi$	I_{AD}	$\cos\varphi$	I_{AD}	$\cos\varphi$
0,58	4,11	0,45	0,016	0,004	0,393	0,927	0,10	0,53
0,67	4,13	0,48	0,005	0,005	0,115	0,953	0,01	0,56
0,75	4,16	0,50	0,022	0,003	0,519	0,670	0,17	0,28
0,83	4,20	0,53	0,026	0,006	0,608	1,113	0,23	0,76
0,92	4,25	0,56	0,015	0,007	0,361	1,197	0,08	0,88
1,00	4,34	0,58	0,018	0,006	0,407	1,059	0,10	0,69

Таблица В.4 – Результаты обработки данных предварительных замеров двигателя АД2

Коэффициент загрузки (K_3), о.е.	Среднее значение, \bar{x}		Среднеквадратическое отклонение, σ		V		n	
	I_{AD} , А	$\cos\varphi$, о.е.	I_{AD}	$\cos\varphi$	I_{AD}	$\cos\varphi$	I_{AD}	$\cos\varphi$
0,00	2,10	0,24	0,006	0,002	0,307	0,982	0,06	0,59
0,08	2,20	0,42	0,009	0,004	0,404	0,954	0,10	0,56
0,17	2,23	0,46	0,013	0,004	0,587	0,918	0,21	0,52
0,25	2,26	0,50	0,012	0,005	0,534	0,922	0,18	0,52
0,33	2,29	0,55	0,016	0,005	0,710	0,896	0,31	0,49
0,42	2,45	0,61	0,013	0,007	0,546	1,090	0,18	0,73
0,50	2,54	0,67	0,016	0,005	0,648	0,817	0,26	0,41
0,58	2,63	0,71	0,017	0,005	0,662	0,746	0,27	0,34
0,67	2,78	0,72	0,010	0,008	0,363	1,107	0,08	0,75
0,75	2,92	0,75	0,021	0,007	0,713	0,971	0,31	0,58
0,83	3,04	0,79	0,013	0,005	0,440	0,657	0,12	0,27
0,92	3,19	0,80	0,014	0,006	0,444	0,812	0,12	0,40
1,00	3,41	0,83	0,018	0,007	0,529	0,845	0,17	0,44

Анализ результатов обработки данных предварительных замеров показывает, что для построения нагрузочных характеристик достаточно сделать по одному замеру наблюдаемых величин для каждой ступени загрузки двигателя.

Исходя из этого, были выполнены замеры для построения нагрузочных характеристик двигателей. Результаты замеров представлены в таблице В.5.

Таблица В.5 – Результаты замеров для построения нагрузочных характеристик лабораторных двигателей

Коэффициент загрузки (K_z), о.е.	Двигатель АД1		Двигатель АД2	
	$I_{\text{АД}}$, А	$\cos\varphi$, о.е.	$I_{\text{АД}}$, А	$\cos\varphi$, о.е.
0,00	4,17	0,23	2,10	0,27
0,08	4,08	0,26	2,21	0,39
0,17	4,04	0,28	2,20	0,46
0,25	4,02	0,32	2,26	0,50
0,33	4,02	0,35	2,31	0,55
0,42	4,03	0,38	2,46	0,62
0,50	4,04	0,42	2,53	0,67
0,58	4,08	0,45	2,61	0,69
0,67	4,11	0,48	2,80	0,73
0,75	4,17	0,50	2,92	0,76
0,83	4,23	0,53	3,04	0,78
0,92	4,28	0,56	3,22	0,80
1,00	4,34	0,57	3,40	0,83

Нагрузочные характеристики лабораторных двигателей, переведенные в параметры активного и реактивного сопротивления, представлены в таблице В.6.

Таблица В.6 – Нагрузочные характеристик лабораторных двигателей, переведенные в параметры активного и реактивного сопротивлений

Коэффициент загрузки (K_z), о.е.	Двигатель АД1		Двигатель АД2	
	r , Ом	x , Ом	r , Ом	x , Ом
0,00	12,07	51,30	28,21	100,58
0,08	14,08	51,96	38,76	91,53
0,17	15,43	52,13	45,62	88,57
0,25	17,49	51,76	49,19	84,07
0,33	19,28	51,07	52,43	79,57
0,42	20,59	50,46	55,25	69,92
0,50	22,80	49,39	57,86	64,71
0,58	24,39	47,99	57,97	60,81
0,67	25,39	47,03	57,31	53,66
0,75	26,36	45,60	57,21	48,93
0,83	27,58	44,05	56,35	45,21
0,92	28,72	42,53	54,95	40,51
1,00	28,95	41,51	53,51	36,28

Результаты моделирования параллельной работы асинхронных двигателей представлены в таблице В.7

Таблица В.7 – Результаты моделирования параллельной работы асинхронных двигателей

Коэффициент загрузки (K_3) АД1, о.е.	Коэффициент загрузки (K_3) АД2, о.е.	$I_{\text{АД1}}, \text{ A}$	$I_{\text{АД2}}, \text{ A}$	$I_{\text{парал}}, \text{ A}$	$\cos\varphi_{\text{АД1}}, \text{ о.е.}$	$\cos\varphi_{\text{АД2}}, \text{ о.е.}$	$\cos\varphi_{\text{парал}}, \text{ о.е.}$
0,00	0,00	4,05	2,1	6,16	0,24	0,24	0,24
0,00	0,08	4,05	2,2	6,18	0,23	0,38	0,28
0,00	0,2	4,05	2,2	6,18	0,23	0,45	0,3
0,00	0,33	4,05	2,3	6,23	0,23	0,55	0,35
0,08	0,00	4,05	2,06	6,13	0,3	0,25	0,26
0,2	0,00	4,05	2,08	6,13	0,3	0,23	0,29
0,33	0,00	4,06	2,07	6,13	0,35	0,23	0,32
0,33	0,33	4,05	2,33	6,38	0,38	0,55	0,43
0,45	0,33	4,08	2,31	6,38	0,4	0,58	0,45
0,57	0,33	4,1	2,34	6,48	0,45	0,6	0,49
0,68	0,33	4,15	2,3	6,58	0,47	0,55	0,5
0,80	0,33	4,2	2,36	6,58	0,49	0,58	0,5
0,92	0,33	4,25	2,36	6,68	0,55	0,58	0,55
1,00	0,33	4,32	2,35	6,78	0,55	0,55	0,56
0,33	0,45	4,07	2,47	6,58	0,35	0,59	0,43
0,45	0,45	4,06	2,46	6,62	0,4	0,6	0,48
0,57	0,45	4,1	2,45	6,64	0,45	0,55	0,5
0,68	0,45	4,15	2,47	6,71	0,5	0,57	0,52
0,80	0,45	4,2	2,47	6,79	0,5	0,5	0,54
0,92	0,45	4,26	2,46	6,89	0,55	0,65	0,58
1,00	0,45	4,35	2,47	7	0,58	0,6	0,6
0,33	0,57	4,05	2,62	6,73	0,35	0,7	0,48
0,45	0,57	4,02	2,6	6,75	0,4	0,68	0,5
0,57	0,57	4,1	2,62	6,81	0,43	0,7	0,53
0,68	0,57	4,15	2,6	6,88	0,48	0,7	0,56
0,80	0,57	4,18	2,6	6,89	0,52	0,7	0,57
0,92	0,57	4,25	2,58	6,98	0,55	0,7	0,6
1,00	0,57	4,3	2,57	7	0,58	0,7	0,61
0,33	0,68	3,98	2,75	6,6	0,35	0,72	0,51
0,45	0,68	4,01	2,8	6,78	0,4	0,75	0,55
0,57	0,68	4,05	2,78	6,73	0,45	0,76	0,58
0,68	0,68	4,1	2,75	6,71	0,5	0,72	0,6
0,80	0,68	4,15	2,77	6,85	0,52	0,75	0,6
0,92	0,68	4,2	2,79	7,03	0,55	0,75	0,61
1,00	0,68	4,28	2,75	7,18	0,58	0,76	0,63
0,33	0,80	4,03	3	6,98	0,35	0,78	0,55
0,45	0,80	4,02	3	7,03	0,4	0,79	0,57
0,57	0,80	4,5	3	7,11	0,45	0,79	0,6
0,68	0,80	4,1	2,98	7,21	0,48	0,79	0,6
0,80	0,80	4,15	2,99	7,31	0,52	0,79	0,63
0,92	0,80	4,2	2,99	7,41	0,57	0,79	0,65
1,00	0,80	4,27	2,99	7,51	0,58	0,79	0,65
0,33	0,92	3,99	3,18	7,2	0,35	0,8	0,58
0,45	0,92	4	3,17	7,23	0,4	0,8	0,6
0,57	0,92	4,04	3,17	7,28	0,45	0,8	0,61

Окончание таблицы В.7

Коэффициент загрузки (K_3) АД1, о.е.	Коэффициент загрузки (K_3) АД2, о.е.	$I_{\text{АД1}}, \text{А}$	$I_{\text{АД2}}, \text{А}$	$I_{\text{парал}}, \text{А}$	$\cos\varphi_{\text{АД1}}, \text{о.е.}$	$\cos\varphi_{\text{АД2}}, \text{о.е.}$	$\cos\varphi_{\text{парал}}, \text{о.е.}$
0,68	0,92	4,1	3,18	7,38	0,5	0,8	0,62
0,80	0,92	4,17	3,18	7,49	0,52	0,8	0,65
0,92	0,92	4,25	3,18	7,58	0,55	0,8	0,67
1,00	0,92	4,32	3,17	7,63	0,59	0,8	0,68
0,33	1,00	4,02	3,44	7,3	0,36	0,83	0,6
0,45	1,00	4,05	3,45	7,36	0,4	0,83	0,6
0,57	1,00	4,1	3,45	7,5	0,44	0,83	0,63
0,68	1,00	4,14	3,45	7,53	0,5	0,83	0,65
0,80	1,00	4,22	3,45	7,58	0,53	0,83	0,68
0,92	1,00	4,27	3,45	7,68	0,56	0,83	0,69
1,00	1,00	4,31	3,45	7,8	0,59	0,83	0,7

Результаты расчетов тока и коэффициента мощности при параллельной работе асинхронных двигателей с применением разработанного подхода представлены в таблице В.8.

Таблица В.8 – Результаты расчетов тока и коэффициента мощности при параллельной работе асинхронных двигателей

Коэффициент загрузки (K_3), о.е.		АД 1		АД 2		$Z_{\text{АД1}}, \text{Ом}$	$Z_{\text{АД2}}, \text{Ом}$	$Z_{\text{парал}}, \text{Ом}$	$I_{\text{парал}}, \text{А}$	$\cos\varphi_{\text{парал}}, \text{о.е.}$
АД1	АД2	$r, \text{Ом}$	$x, \text{Ом}$	$r, \text{Ом}$	$x, \text{Ом}$					
0,00	0,00	12,17	51,73	30,57	99,30	12,16+51,72i	30,57+99,29i	8,83+34,04i	6,25	0,25
0,00	0,08	12,17	51,73	36,65	95,26	12,16+51,72i	36,64+95,25i	9,59+33,67i	6,28	0,27
0,00	0,2	12,17	51,73	43,61	88,74	12,16+51,72i	43,61+88,74i	10,59+33,11i	6,33	0,30
0,00	0,33	12,17	51,73	49,48	80,40	12,16+51,72i	49,47+80,39i	11,67+32,36i	6,39	0,34
0,08	0,00	13,88	52,12	30,57	99,30	13,87+52,11i	30,57+99,29i	9,58+34,19i	6,20	0,27
0,2	0,00	16,30	51,91	30,57	99,30	16,30+51,91i	30,57+99,29i	10,63+34,08i	6,16	0,30
0,33	0,00	19,04	50,92	30,57	99,30	19,04+50,91i	30,57+99,29i	11,82+33,68i	6,16	0,33
0,33	0,33	19,04	50,92	49,48	80,40	19,04+50,91i	49,47+80,39i	14,40+31,51i	6,35	0,42
0,45	0,33	21,38	49,65	49,48	80,40	21,37+49,65i	49,47+80,39i	15,27+30,88i	6,38	0,44
0,57	0,33	23,61	48,17	49,48	80,40	23,61+48,16i	49,47+80,39i	16,13+30,20i	6,42	0,47
0,68	0,33	25,68	46,53	49,48	80,40	25,68+46,53i	49,47+80,39i	16,94+29,49i	6,47	0,50
0,80	0,33	27,49	44,74	49,48	80,40	27,49+44,74i	49,47+80,39i	17,67+28,74i	6,52	0,52
0,92	0,33	28,89	42,75	49,48	80,40	28,89+42,75i	49,47+80,39i	18,26+27,92i	6,59	0,55
1,00	0,33	29,53	41,17	49,48	80,40	29,53+41,17i	49,47+80,39i	18,56+27,27i	6,67	0,56
0,33	0,45	19,04	50,92	52,92	72,59	19,04+50,92i	52,92+72,59i	15,17+30,60i	6,44	0,44
0,45	0,45	21,38	49,65	52,92	72,59	21,37+49,65i	52,92+72,59i	15,98+29,94i	6,48	0,47
0,57	0,45	23,61	48,17	52,92	72,59	23,61+48,17i	52,92+72,59i	16,77+29,23i	6,53	0,50
0,68	0,45	25,68	46,53	52,92	72,59	25,68+46,53i	52,92+72,59i	17,51+28,50i	6,58	0,52
0,80	0,45	27,49	44,74	52,92	72,59	27,49+44,74i	52,92+72,59i	18,17+27,73i	6,63	0,55
0,92	0,45	28,89	42,75	52,92	72,59	28,89+42,75i	52,92+72,59i	18,70+26,91i	6,71	0,57
1,00	0,45	29,53	41,17	52,92	72,59	29,53+41,16i	52,92+72,59i	18,95+26,27i	6,79	0,59
0,33	0,57	19,04	50,92	55,00	64,54	19,04+50,91i	54,99+64,54i	15,91+29,59i	6,55	0,47

Окончание таблицы В.8

Коэффициент загрузки (K_3), о.е.		АД 1		АД 2		Z_{AD1} , Ом	Z_{AD2} , Ом	$Z_{парал}$, Ом	$I_{парал}$, А	$cos\varphi_{парал}$, о.е.
АД1	АД2	r , Ом	x , Ом	r , Ом	x , Ом					
0,45	0,57	21,38	49,65	55,00	64,54	21,37+49,65i	54,99+64,54i	16,66+28,90i	6,59	0,50
0,57	0,57	23,61	48,17	55,00	64,54	23,61+48,16i	54,99+64,54i	17,37+28,17i	6,65	0,52
0,68	0,57	25,68	46,53	55,00	64,54	25,68+46,53i	54,99+64,54i	18,04+27,42i	6,70	0,55
0,80	0,57	27,49	44,74	55,00	64,54	27,49+44,74i	54,99+64,54i	18,63+26,65i	6,76	0,57
0,92	0,57	28,89	42,75	55,00	64,54	28,89+42,75i	54,99+64,54i	19,09+25,83i	6,85	0,59
1,00	0,57	29,53	41,17	55,00	64,54	29,53+41,16i	54,99+64,54i	19,29+25,20i	6,93	0,61
0,33	0,68	19,04	50,92	55,92	56,41	19,04+50,92i	55,91+56,40i	16,65+28,47i	6,67	0,50
0,45	0,68	21,38	49,65	55,92	56,41	21,37+49,65i	55,91+56,40i	17,31+27,75i	6,72	0,53
0,57	0,68	23,61	48,17	55,92	56,41	23,61+48,17i	55,91+56,40i	17,95+27,01i	6,78	0,55
0,68	0,68	25,68	46,53	55,92	56,41	25,68+46,53i	55,91+56,40i	18,54+26,24i	6,85	0,58
0,80	0,68	27,49	44,74	55,92	56,41	27,49+44,74i	55,91+56,40i	19,06+25,47i	6,92	0,60
0,92	0,68	28,89	42,75	55,92	56,41	28,89+42,75i	55,91+56,40i	19,45+24,66i	7,00	0,62
1,00	0,68	29,53	41,17	55,92	56,41	29,53+41,17i	55,91+56,40i	19,61+24,045i	7,09	0,63
0,33	0,80	19,04	50,92	55,93	48,28	19,04+50,91i	55,92+48,27i	17,41+27,20i	6,81	0,54
0,45	0,80	21,38	49,65	55,93	48,28	21,37+49,65i	55,92+48,27i	17,99+26,47i	6,87	0,56
0,57	0,80	23,61	48,17	55,93	48,28	23,61+48,17i	55,92+48,27i	18,54+25,71i	6,94	0,58
0,68	0,80	25,68	46,53	55,93	48,28	25,68+46,53i	55,92+48,27i	19,05+24,94i	7,01	0,61
0,80	0,80	27,49	44,74	55,93	48,28	27,49+44,74i	55,92+48,27i	19,49+24,17i	7,08	0,63
0,92	0,80	28,89	42,75	55,93	48,28	28,89+42,75i	55,92+48,27i	19,80+23,37i	7,18	0,65
1,00	0,80	29,53	41,17	55,93	48,28	29,53+41,16i	55,92+48,27i	19,91+22,78i	7,27	0,66
0,33	0,92	19,04	50,92	55,26	40,15	19,04+50,91i	55,26+40,14i	18,25+25,78i	6,96	0,58
0,45	0,92	21,38	49,65	55,26	40,15	21,37+49,65i	55,26+40,14i	18,74+25,03i	7,03	0,60
0,57	0,92	23,61	48,17	55,26	40,15	23,61+48,16i	55,26+40,14i	19,19+24,26i	7,11	0,62
0,68	0,92	25,68	46,53	55,26	40,15	25,68+46,53i	55,26+40,14i	19,61+23,49i	7,19	0,64
0,80	0,92	27,49	44,74	55,26	40,15	27,49+44,74i	55,26+40,14i	19,96+22,73i	7,27	0,66
0,92	0,92	28,89	42,75	55,26	40,15	28,89+42,75i	55,26+40,14i	20,20+21,95i	7,37	0,68
1,00	0,92	29,53	41,17	55,26	40,15	29,53+41,16i	55,26+40,14i	20,26+21,38i	7,47	0,69
0,33	1,00	19,04	50,92	54,49	34,27	19,04+50,92i	54,48+34,27i	18,94+24,65i	7,07	0,61
0,45	1,00	21,38	49,65	54,49	34,27	21,37+49,65i	54,48+34,27i	19,36+23,89i	7,15	0,63
0,57	1,00	23,61	48,17	54,49	34,27	23,61+48,17i	54,48+34,27i	19,74+23,12i	7,24	0,65
0,68	1,00	25,68	46,53	54,49	34,27	25,68+46,53i	54,48+34,27i	20,09+22,35i	7,32	0,67
0,80	1,00	27,49	44,74	54,49	34,27	27,49+44,74i	54,48+34,27i	20,37+21,59i	7,41	0,69
0,92	1,00	28,89	42,75	54,49	34,27	28,89+42,75i	54,48+34,27i	20,54+20,82i	7,52	0,70
1,00	1,00	29,53	41,17	54,49	34,27	29,53+41,16i	54,48+34,27i	20,56+20,27i	7,62	0,71

Приложение Г. Результаты моделирования системы «погружной электрический двигатель – электроцентробежный насос» на лабораторном стенде

Данные о потребляемой двигателем на холостом ходу мощности (P_0) при различных частотах напряжения питающей сети (f) приведены в таблице Г.1.

Таблица Г.1 – Потребляемая двигателем на холостом ходу мощность при различных частотах напряжения питающей сети

f , Гц	P_0 , кВт
50	0,206
48	0,199
47	0,196
46,2	0,193
43	0,184
42,2	0,181
40,9	0,174

Значения контролируемых и наблюдаемых параметров при моделировании электропотребления на основе усредненных параметров технологического процесса приведены в таблице Г.2.

Таблица Г.2 – Значения контролируемых и наблюдаемых параметров при моделировании электропотребления на основе усредненных параметров технологического процесса

Номер замера	Номер скважины	K_{31} , о.е.	K_{32} , о.е.	f_1 , Гц	f_2 , Гц	I_1 , А	I_2 , А	P_1 , кВт	P_2 , кВт
1	1	0,78	0,64	50,0	46,2	3,83	3,14	1,20	0,95
	2	0,60	0,43	50,0	40,9	2,96	2,12	0,98	0,62
2	1	0,78	0,64	50,0	46,2	3,83	3,14	1,17	0,92
	2	0,60	0,43	50,0	40,9	2,96	2,12	0,95	0,60
3	1	0,78	0,64	50,0	46,2	3,83	3,14	1,18	0,93
	2	0,60	0,43	50,0	40,9	2,96	2,12	0,94	0,61
4	1	0,78	0,64	50,0	46,2	3,83	3,14	1,23	0,95
	2	0,60	0,43	50,0	40,9	2,96	2,12	0,98	0,62
5	1	0,78	0,64	50,0	46,2	3,83	3,14	1,21	0,94
	2	0,60	0,43	50,0	40,9	2,96	2,12	0,96	0,61
6	1	0,78	0,64	50,0	46,2	3,83	3,14	1,20	0,94
	2	0,60	0,43	50,0	40,9	2,96	2,12	0,95	0,61
7	1	0,78	0,64	50,0	46,2	3,83	3,14	1,20	0,93
	2	0,60	0,43	50,0	40,9	2,96	2,12	0,96	0,61
8	1	0,78	0,64	50,0	46,2	3,83	3,14	1,15	0,90
	2	0,60	0,43	50,0	40,9	2,96	2,12	0,92	0,59

Результаты обработки экспериментальных данных при моделировании электропотребления на основе усредненных параметров технологического процесса приведены в таблице Г.3.

Таблица Г.3 – Результаты обработки экспериментальных данных при моделировании электропотребления на основе усредненных параметров технологического процесса

Номер замера	Номер скважины	P' , кВт	P'' , кВт	$\Delta P_{\text{эксп}}$, %
1	1	0,99	0,82	17,6
	2	0,77	0,54	30,6
2	1	0,97	0,79	18,1
	2	0,75	0,52	30,3
3	1	0,97	0,79	17,8
	2	0,74	0,53	28,9
4	1	1,02	0,82	19,3
	2	0,78	0,54	30,2
5	1	1,00	0,81	19,0
	2	0,75	0,54	28,7
6	1	1,00	0,81	19,1
	2	0,74	0,53	28,2
7	1	0,99	0,80	19,0
	2	0,76	0,53	30,3
8	1	0,94	0,77	18,0
	2	0,72	0,51	29,3

Значения контролируемых и наблюдаемых параметров при моделировании на основе параметров технологического процесса и оборудования, принятых из результатов расчетов оптимизации электропотребления системы «ПЭД – ЭЦН», приведены в таблице Г.4.

Таблица Г.4 – Значения контролируемых и наблюдаемых параметров при моделировании на основе параметров технологического процесса и оборудования, принятых из результатов расчетов оптимизации электропотребления системы «ПЭД – ЭЦН»

Номер замера	Номер скважины	K_{31} , о.е.	K_{32} , о.е.	f_1 , Гц	f_2 , Гц	I_1 , А	I_2 , А	P_1 , кВт	P_2 , кВт
1	115	0,43	0,42	43,0	42,2	2,12	2,04	0,64	0,62
	120	0,74	0,63	50,0	50,0	3,65	3,07	1,03	0,91
	318	0,39	0,37	48,0	47,0	1,92	1,79	0,61	0,57
2	115	0,43	0,42	43,0	42,2	2,12	2,04	0,64	0,61
	120	0,74	0,63	50,0	50,0	3,65	3,07	1,02	0,90
	318	0,39	0,37	48,0	47,0	1,92	1,79	0,61	0,57
3	115	0,43	0,42	43,0	42,2	2,12	2,04	0,64	0,61
	120	0,74	0,63	50,0	50,0	3,65	3,07	1,02	0,90
	318	0,39	0,37	48,0	47,0	1,92	1,79	0,61	0,57
4	115	0,43	0,42	43,0	42,2	2,12	2,04	0,64	0,61
	120	0,74	0,63	50,0	50,0	3,65	3,07	1,02	0,90
	318	0,39	0,37	48,0	47,0	1,92	1,79	0,61	0,57
5	115	0,43	0,42	43,0	42,2	2,12	2,04	0,64	0,61
	120	0,74	0,63	50,0	50,0	3,65	3,07	1,02	0,90
	318	0,39	0,37	48,0	47,0	1,92	1,79	0,60	0,57
6	115	0,43	0,42	43,0	42,2	2,12	2,04	0,64	0,61
	120	0,74	0,63	50,0	50,0	3,65	3,07	1,02	0,90
	318	0,39	0,37	48,0	47,0	1,92	1,79	0,61	0,57
7	115	0,43	0,42	43,0	42,2	2,12	2,04	0,64	0,61
	120	0,74	0,63	50,0	50,0	3,65	3,07	1,03	0,90
	318	0,39	0,37	48,0	47,0	1,92	1,79	0,61	0,57
8	115	0,43	0,42	43,0	42,2	2,12	2,04	0,64	0,62
	120	0,74	0,63	50,0	50,0	3,65	3,07	1,02	0,90
	318	0,39	0,37	48,0	47,0	1,92	1,79	0,61	0,57

Результаты обработки экспериментальных данных при моделировании на основе параметров технологического процесса и оборудования, принятых из результатов расчетов оптимизации электропотребления системы «ПЭД – ЭЦН», приведены в таблице Г.5.

Таблица Г.5 – Результаты обработки экспериментальных данных при моделировании на основе параметров технологического процесса и оборудования, принятых из результатов расчетов оптимизации электропотребления системы «ПЭД – ЭЦН»

Номер замера	Номер скважины	P_1'' , кВт	P_2'' , кВт	$dP_{\text{эксп}}$, %
1	115	0,53	0,51	2,92
	120	0,84	0,72	14,35
	318	0,44	0,41	5,98
2	115	0,53	0,51	3,82
	120	0,83	0,71	14,65
	318	0,44	0,41	6,23
3	115	0,53	0,51	3,38
	120	0,83	0,71	14,14
	318	0,44	0,41	6,67
4	115	0,53	0,51	4,27
	120	0,83	0,71	14,16
	318	0,44	0,41	6,23
5	115	0,53	0,51	3,82
	120	0,83	0,71	14,70
	318	0,43	0,41	6,05
6	115	0,53	0,51	3,84
	120	0,83	0,71	14,51
	318	0,44	0,41	6,46
7	115	0,53	0,51	4,27
	120	0,84	0,71	15,07
	318	0,44	0,41	6,42
8	115	0,53	0,51	3,59
	120	0,84	0,71	15,09
	318	0,44	0,41	6,44

Приложение Д. Перечень основных снимаемых параметров для УЭЦН

- 1) Ток фазы А – двигателя;
- 2) Ток фазы В – двигателя;
- 3) Межфазное напряжение фазы АВ – двигателя;
- 4) Межфазное напряжение фазы ВС – двигателя;
- 5) Межфазное напряжение фазы СА – двигателя;
- 6) Коэффициент загрузки двигателя;
- 7) Активная мощность двигателя;
- 8) Коэффициент мощности двигателя;
- 9) Электромагнитный момент двигателя;
- 10) Дисбаланс токов двигателя;
- 11) Дисбаланс напряжений;
- 12) Сопротивление изоляции системы «Кабель – ПЭД»;
- 13) Устьевое давление;
- 14) Затрубное давление;
- 15) Линейное давление;
- 16) Температура на приеме насоса;
- 17) Температура обмоток двигателя;
- 18) Частота турбинного вращения;
- 19) Частота питающего напряжения ПЭД;
- 20) Виброскорость осевая;
- 21) Виброскорость радиальная;
- 22) Виброускорение осевое;
- 23) Виброускорение радиальное;
- 24) Суточный дебит;
- 25) Средний дебит;
- 26) Динамический уровень;
- 27) Общее количество пусков;
- 28) Время работы в часах.

Приложение Е. Свидетельство о государственной регистрации базы данных

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации базы данных

№ 2018620596

«База данных схем электроснабжения и паспортных характеристик электрооборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Правообладатель: *Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (RU)*

Авторы: *Селезнев Владимир Васильевич (RU), Шамаев Виталий Адольфович (RU), Гладков Василий Киприянович (RU), Черемных Денис Николаевич (RU), Петроченков Антон Борисович (RU), Ромодин Александр Вячеславович (RU), Трушников Кирилл Павлович (RU), Мишуриных Сергей Владимирович (RU)*

Заявка № **2018620270**
Дата поступления **05 марта 2018 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре баз данных **19 апреля 2018 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности



 **Г.П. Ивлиев**

Приложение Ж. Акты внедрения результатов диссертационного исследования

Министерство науки и высшего образования
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
ПЕРМСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ
(ПНИПУ)



УТВЕРЖДАЮ:
Проректор по учебной работе,
д. т. н., профессор
Н.В. Лобов
« 27 » сентября 2021 г.

АКТ

о внедрении в учебный процесс

Пермского национального исследовательского политехнического университета
результатов диссертационной работы Мишуриных Сергея Владимировича
«Повышение энергетической эффективности системы «погружной
электрический двигатель – электроцентробежный насос» на основе
рациональных параметров режимов электротехнологического оборудования
нефтяных скважин», представленной на соискание ученой степени кандидата
технических наук

Мы, нижеподписавшиеся, и.о. декана электротехнического факультета,
к.т.н., Черняев В.В., профессор кафедры «Микропроцессорные средства
автоматизации», д.т.н., доцент Бочкарев С.В. составили настоящий акт о том,
что в учебный процесс кафедры «Микропроцессорные средства
автоматизации» внедрены результаты диссертационной работы
Мишуриных С.В. в части:

- имитационных моделей элементов электротехнических комплексов;
- методики расчета электропотребления установок электроприводных
центробежных насосов (УЭЦН);
- методики оптимизации электропотребления установок
электроприводных центробежных насосов.

Разработанные имитационные модели и методика оптимизации
электропотребления УЭЦН используются при проведении лабораторных и
практических занятий по дисциплинам «Промышленная энергетика» и
«Энергоэффективность производственных процессов» при подготовке
студентов по образовательным программам магистратуры по направлению
«Электроэнергетика и электротехника».

И.о. декана
электротехнического факультета,
к.т.н.

В.В. Черняев

Профессор кафедры
«Микропроцессорные средства автоматизации»
д.т.н., доцент

С.В. Бочкарев



GROUP
SPUTNIC
Компетенция в решениях

ООО «Спутник-Комплектация»

Адрес места нахождения: Н.Островского ул., д.65, оф. 119-126, г.Пермь, Россия, 614007

Почтовый адрес: Рязанская ул., д.105, г.Пермь, Россия, 614990

Телефоны: +7 (342) 2-200-300, 226-44-44 Факс: +7 (342) 226-14-14

Электронная почта: post@sputnic.ru Сайт: www.sputnic.ru

Доп.офис: Карла Маркса ул., д.60, оф. 3, г.Березники, Россия, 618417
Телефон: +7 (3424) 22-98-65 Факс: +7 (3424) 23-61-66

УТВЕРЖДАЮ
Технический директор
Ю.А. Гагарин
«07» октября 2021 г.

А К Т

внедрения результатов диссертационной работы аспиранта Мишуриных С.В.
«Повышение энергетической эффективности системы «погружной электрический
двигатель – электроцентробежный насос» на основе рациональных параметров
режимов электротехнологического оборудования нефтяных скважин»,
представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук

Мы, нижеподписавшиеся, Гагарин Юрий Анатольевич, технический директор, Ческидов Эдуард Сергеевич, начальник проектно-конструкторского отдела, составили настоящий акт о том, что группой предприятий «СПУТНИК» используются разработанные в ходе диссертационного исследования Мишуриных С.В. модели элементов электротехнического комплекса нефтяного месторождения, параметры которых рассчитываются на основании показателей технологического процесса.

Применение указанных результатов используется при проектировании технологических объектов предприятий минерально-сырьевой отрасли таких как ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ООО «ЛУКОЙЛ-Центрнефтепродукт», ОАО «НГК «Славнефть», ООО "Нефтяная компания Новый Поток" что позволяет оценить их электропотребление при различных параметрах технологического процесса выбираемого оборудования.

Технический директор

Начальник ПКО



Ю.А. Гагарин

Э.С. Ческидов



Solution Partner

Automation

SIEMENS

