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

На правах рукописи

СЕМЕНОВ Александр Сергеевич

СНИЖЕНИЕ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ АЛГОРИТМОВ РАЦИОНАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИННОГО ФОНДА

Специальность 2.4.2 Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

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

Пермь 2024

ВВЕДЕНИЕ..... 6

1 ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ 13

1.1 Анализ структуры и типового состава оборудования электротехнического комплекса нефтедобывающих предприятий..... 13

1.2 Факторы, оказывающие влияние на анализ ЭТК НДП..... 18

1.3 Анализ существующих методов и средств контроля потребления и распределения электроэнергии на нефтяном месторождении 21

1.3.1 Средства контроля потребления и распределения электроэнергии на месторождении нефти..... 22

1.3.2 Методы контроля потребления и распределения электроэнергии 26

Выводы по главе 1..... 27

2 РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ И МОДЕРНИЗИРОВАННОЙ СТРУКТУРЫ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ В УСЛОВИЯХ ИНФОРМАЦИОННОЙ НЕПОЛНОТЫ 29

2.1 Расчет потребления электроэнергии элементами ЭТК НДП 29

2.1.1 Модель трансформатора 32

2.1.2 Модель линии электропередачи..... 34

2.1.3 Модель станции управления..... 36

2.1.4 Модель статической электрической нагрузки..... 37

2.1.5 Модель УЭЦН в виде статической электрической нагрузки..... 39

2.2 Модифицированный метод расчета потребления и распределения электроэнергии элементами электротехнического комплекса нефтедобывающего предприятия..... 43

2.3 Разработка структуры системы интеллектуального управления ЭТК НДП 49

Выводы по главе 2 54

3 МЕТОДИКА ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ 56

3.1 Задача учета факторов информационной неполноты в задаче повышения энергетической эффективности 57

3.2 Метод подбора параметров скважинного оборудования в условиях информационной неопределенности 63

3.3 Оптимизация режима работы ЭТК НДП на основе применения энергетических профилей скважин 76

3.3.1 Оценка диапазона изменения параметров технологического процесса 79

3.3.2 Алгоритмизация процесса повышения энергетической эффективности ЭТК НДП 82

3.4 Принципы обеспечения безопасного функционирования структуры системы управления и ЭТК НДП 87

Выводы по главе 3 88

4 РАЗРАБОТКА ИМИТАЦИОННЫХ И ПОЛУНАТУРНЫХ МОДЕЛЕЙ ЭТК НДП В ЗАДАЧАХ СНИЖЕНИЯ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ 89

4.1 Разработка программного обеспечения для верификации алгоритмов снижения удельного электропотребления на имитационной модели 89

4.1.1 Описание блоков программы имитационной модели ЭТК НДП 90

4.1.2 Описание структуры имитационной модели ЭТК НДП для верификации алгоритмов 99

4.2 Физическое полунатурное моделирование участка ЭТК НДП с применением алгоритма снижения потребления удельного электропотребления 103

4.2.1 Определение подобия исследуемых систем 103

4.2.2 Оценка эффективности алгоритма снижения удельного электропотребления ЭТК НДП 117

4.3 Анализ применимости разработанных решений на нефтяных месторождениях Пермского края 125

Выводы по главе 4 126

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 128

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ 130

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 131

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Перечень оборудования скважин типа УЭЦН электротехнического комплекса нефтедобывающего предприятия ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» 145

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Код исполняемой программы для выполнения кластерного анализа методом *k*-средних 150

ПРИЛОЖЕНИЕ В. Номинальные параметры электрооборудования полунатурной модели участка ЭТК НДП 153

ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Электромагнитный момент нагрузочных двигателей в сопоставлении с дебитом скважин и соответствующим КПД насоса 154

ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Погрешность используемых приборов измерения 166

ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 167

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. Акты внедрения результатов диссертационного исследования 168

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Добыча нефти для Российской Федерации является важнейшей отраслью. Сохранение конкурентных преимуществ российской нефти во многом зависит от энергетической эффективности процесса добычи. Однако процесс подъема нефти сопровождается значительными затратами электроэнергии не только на скважинном электрооборудовании, но и на этапе передачи и распределения электрических мощностей. Из-за удаленного месторасположения от центров питания, отдельных кустов, месторождений или цехов скважин значительная доля электроэнергии расходуется на потери при передаче. Так как электротехнические комплексы (ЭТК) нефтедобывающих предприятий (НДП) получают электроснабжение, в большинстве случаев, из внешней энергосистемы, предприятие, как промышленный потребитель, заявляет о планах на потребление электроэнергии. Планирование потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) в таком случае может осуществляться с учетом типовых норм планового потребления или учетом целевых показателей технологического процесса добычи. Необходимость подачи заявок на потребление электроэнергии осложняется факторами информационной неопределенности и неполноты информации о технологическом процессе. Такой подход приводит к повышению стоимости электроэнергии, следовательно и к повышению цены на добычу нефти.

Факторами информационной неполноты является отсутствие данных о текущем состоянии технологического процесса добычи нефти и отсутствии актуальной информации о материальном оснащении отдельных скважин. Указанная ситуация приводит к снижению точности сведения балансов потребления электроэнергии в разветвленной системе электроснабжения предприятия между технологическими объектами и «суб. абонентами» сетей предприятия, потребление электроэнергии которых вносит информационную неопределенность. Небаланс мощности также сказывается на повышении доли затрат на электроэнергию в стоимости итогового продукта. В энергетической

стратегии Российской Федерации до 2035 г. указывается, что добыча ископаемых топлив должна производиться с применением «интеллектуальных безлюдных технологий добычи углеводородного сырья». Однако соответствие уровня информационного сопровождения процесса добычи нефти и возможности удаленного управления и изменения технологического процесса является одним из отраслевых «вызовов». Процесс информационного обеспечения решается путем установки систем телеметрии, что не всегда выгодно и целесообразно для НДП. Требуется разработка иных способов и методов интеллектуализации ЭТК НДП; необходимо развитие сетецентричных моделей управления технологическим процессом в целом и в частности ЭТК, что находит отражение в концепции Энергетической стратегии до 2050 года.

Получение информации о гидродинамической системе через средства централизованного управления технологическим процессом позволит эффективно распределять электроэнергию предприятия с целью повышения прогнозируемости и повышения энергетической эффективности ЭТК предприятия. А потому разработка методов и средств интеллектуализации ЭТК НДП для снижения удельного электропотребления на границе балансовой принадлежности является актуальной научной задачей в развитии общей теории электротехнических комплексов и систем в изучении их системных свойств и связей.

Целью работы является снижение удельного потребления электроэнергии на границе балансовой принадлежности ЭТК НДП без изменения целевых показателей по объемам добычи нефти в рамках нефтяного куста или месторождения.

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

1) модернизация структуры системы управления электротехнического комплекса нефтяного месторождения с интегрированным центром принятия решений, учитывающим в своем составе установленное электрооборудование

для добычи нефти на основе данных технологических параметров каждой скважины;

2) разработка методики подбора параметров скважинного электрооборудования на основе технологических параметров скважины без электротехнических расчетов;

3) разработка алгоритма задания рационального режима работы скважинного фонда нефтяного месторождения при поддержании минимального удельного электропотребления на границе балансовой принадлежности ЭТК НДП с учетом технологических ограничений добычи нефти;

4) моделирование электротехнического комплекса нефтедобывающего предприятия для оптимизации потребления и распределения электроэнергии в задаче снижения удельного электропотребления на границе балансовой принадлежности.

Объектом исследования является электротехнический комплекс нефтедобывающего предприятия с разветвленной системой электроснабжения.

Предметом исследования являются процессы потребления и распределения электроэнергии в рамках электротехнического комплекса нефтедобывающего предприятия.

Идея работы заключается в интеграции центра управления электрооборудованием скважинного фонда в рамках одного нефтяного куста или месторождения для мониторинга электропотребления с учетом специфики и принципов взаимодействия элементов электротехнического комплекса в условиях неопределенности и неполноты информации в разветвленной системе электроснабжения для оптимизации потребления и распределения электроэнергии.

Степень разработанности темы исследования.

Моделирование режимов работы ЭТК, в том числе, с точки зрения управления и планирования рассмотрено в работах Д. А. Арзамасцева,

А. С. Бердина, А. В. Ляхомского, В. А. Веникова, Г. В. Веникова, Ю. В. Шевырёва, *A. Abur*, *T. Vaimann* и др.

Научные подходы к оценке энергетической эффективности электротехнических комплексов нефтедобывающих предприятий изложены в работах М. И. Хакимьянова, Д. Н. Нурбосынова, П. А. Кошелева, В. З. Ковалева, А. М. Зюзева и др.

Оптимизации потребления электроэнергии в электротехнических комплексах, в том числе, для нефтедобывающих предприятий посвящены работы В. Ф. Белей, М. С. Ершова, И. И. Артюхова, А. И. Федотова, В. В. Сушкова и др.

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

1) структура и принцип взаимодействия гидродинамической системы нефтяного месторождения с ЭТК НДП, *отличающиеся от существующих* наличием централизованного управления и обратной связи посредством взаимодействия системы телеметрии автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) с информационной средой;

2) методика выбора электрооборудования скважинного фонда действующих и реконструируемых скважин добычи нефти, *отличающаяся от существующих* формированием кластеров параметров однотипного оборудования с учетом текущего технологического режима работы скважин;

3) алгоритм задания рационального режима работы скважинного фонда нефтяного месторождения, *отличающийся от существующих* применением энергетических профилей скважин при регулировании режима работы скважинного фонда с учетом процесса потребления и распределения электроэнергии;

4) цифровая модель ЭТК НДП с централизованным управлением электрооборудованием скважинного фонда, *отличающаяся от существующих* тем, что оценивает возможность перераспределения объемов

добычи нефти с сохранением целевых показателей и поддержанием оптимального режима работы каждой скважины.

Теоретическая и практическая значимость работы заключается: в разработке структуры системы управления электрооборудованием нефтедобывающего фонда куста скважин или месторождения; в разработке математического и алгоритмического обеспечения взаимодействия промыслового оборудования и ЭТК НДП с учетом технологических ограничений, представленных в виде объема дебита месторождения и параметров гидродинамической системы; в разработке цифровой модели электротехнического комплекса нефтедобывающего предприятия.

Модернизированная структура управления ЭТК НДП с интегрированным центром принятия решений использовалась 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. (2021-2024). Методика подбора параметров скважинного оборудования используется в учебном процессе электротехнического факультета ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Методология и методы исследования.

Для решения поставленных задач в работе использовались отдельные элементы теории электротехники, теории оптимизации, теории подобия, а также методы математического моделирования с программным обеспечением *LabVIEW*, *RastrWin* и *Microsoft Office Excel*, *Python* с библиотеками для анализа данных.

Соответствие диссертации специальности 2.4.2 «Электротехнические комплексы и системы»

Рассматриваемые в работе задачи соответствуют паспорту специальности 2.4.2 «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, включая электромеханические, электромагнитные преобразователи энергии и электрические аппараты, системы электропривода, электроснабжения и электрооборудования»; п. 3 «Разработка, структурный и параметрический синтез, оптимизация электротехнических комплексов, систем и их компонентов, разработка алгоритмов эффективного управления».

Достоверность результатов подтверждается корректным использованием апробированного математического аппарата теории электротехники, электропривода центробежных машин, оптимизации, подобия, физического моделирования; сопоставления результатов расчета 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 на XXIX – XXXII международных научных симпозиумах «НЕДЕЛЯ ГОРНЯКА» (НИТУ МИСИС, г. Москва, 2021 – 2024 гг.); 61-ой международной научной конференции по энергетике и электротехнике Рижского технического университета «RTUCON» (г. Рига, Латвия, 2020 г.); XII международной конференции «Инновационная энергетика» (ПНИПУ, г. Пермь, 2021 г.).

Публикации. По теме диссертационной работы опубликовано 6 работ (из них 4 работы опубликованы в изданиях, входящих в международные системы цитирования SCOPUS и Web of Science), 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Личный вклад автора состоит в: анализе существующего программно-аппаратного обеспечения расчета потребления и распределения электроэнергии нефтедобывающих предприятий; разработке модернизированной структуры управления электротехнического комплекса нефтедобывающего предприятия; разработке цифровой модели ЭТК НДП для расчета потребления и распределения электроэнергии в разветвленной системе электроснабжения и её верификации путем проведения инструментальных замеров; разработке алгоритма задания рационального режима работы ЭТК НДП для снижения удельного электропотребления на границе балансовой принадлежности при сохранении целевых показателей технологического процесса добычи нефти. В работах в соавторстве личный вклад соискателя составляет не менее 75%.

1 ОБЗОР СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСО В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1.1 Анализ структуры и типового состава оборудования электротехнического комплекса нефтедобывающих предприятий

Анализ электротехнического комплекса нефтедобывающего предприятия невозможен без соотношения с технологическим процессом. На НДП подъем нефтяной жидкости осуществляется посредством применения электро- и электромеханических систем. Например, установка электроприводного центробежного насоса, которая применяется как один из энергоэффективных способов добычи нефти, состоит из: СУ – станции управления; Т – трансформатора; КЛ – кабельной линии; ПЭД – погружного электродвигателя; ЭЦН – электроприводного центробежного насоса. Применяются для добычи нефти и другие установки, например, штанговые глубинные насосы (ШГН), но все способы добычи нефти по своей сути подобны в электрической части, а различия заключаются на этапе взаимодействия механических систем с электрическим приводом. Технологический процесс НДП при моделировании ЭТК описывается взаимосвязью механической и гидродинамический системы с электрической частью через вал ротора асинхронного двигателя. При этом электротехническая система скважины взаимодействует с системой электроснабжения всего предприятия и зависит от нее.

Таким образом ЭТК НДП является системой приема, передачи и распределения электроэнергии до конечных потребителей и системы преобразования электрической энергии в механическую. Технологическим процессом НДП является система потребления электроэнергии для поддержания и нормального функционирования жизнедеятельности предприятия. К технологическому процессу относится административно-бытовое хозяйство и конвертация электрической энергии в механическую для

подъема нефтяной жидкости. ЭТК НДП участвует в технологическом процессе за счет обеспечения бесперебойного электроснабжения и контроля состояния отдельных узлов сети. Структура распределения электрооборудования в технологическом процессе НДП разделяется на 4 уровня (рис 1.1):

– *A*: уровень внешней системы электроснабжения предприятия, определяющий показатели качества электроэнергии на границе балансовой принадлежности (ГБП) и максимально доступную, выдаваемую величину электрической мощности ($\dot{S}_{\text{ЭС}} = P + jQ$, ВА). Максимально допустимой мощностью считается заявленная величина потребления электроэнергии с учетом периода работы ЭТК в прогнозируемом режиме работы, а не ограничения пропускной способности линий электропередачи.

– *B*: уровень системы распределения электроэнергии, включающий собственную генерацию. На данном уровне значимыми параметрами являются: напряжение (*U*, В) генерируемая величина мощности ($\dot{S}_{\text{ЭС}} = P + jQ$, ВА), потери активной (*P*, Вт) и реактивной (*Q*, вар) мощности при распределении и передачи электроэнергии. На данном уровне частота питающего напряжения (*f*, Гц) является условно постоянной, либо ее изменения не противоречат требованию стандарта о показателях качества электроэнергии.

– *C*: уровень электрооборудования, обеспечивающего технологический процесс. Контролируемым параметром на данном уровне является потребляемая мощность с учетом режима работы электрооборудования ($\dot{S}_{\text{н}} = P + jQ$, ВА). Регулируемым параметром является частота питающего напряжения скважины (f_2) после станции управления (СУ) для обеспечения энергоэффективного режима добычи нефти.

– *D*: уровень гидромеханической системы. Наблюдаемым параметром является суммарный дебит куста скважин или месторождения ($Q_{\text{н}\Sigma}$, м^3/сут), который по требованиям технологического процесса должен оставаться

неизменным, и дебит отдельной скважины ($Q_{нс}$, м^3/сут), который может изменяться в узком диапазоне (изменения в технологические карты процесса разработки скважинного фонда вносятся в течение месяца).

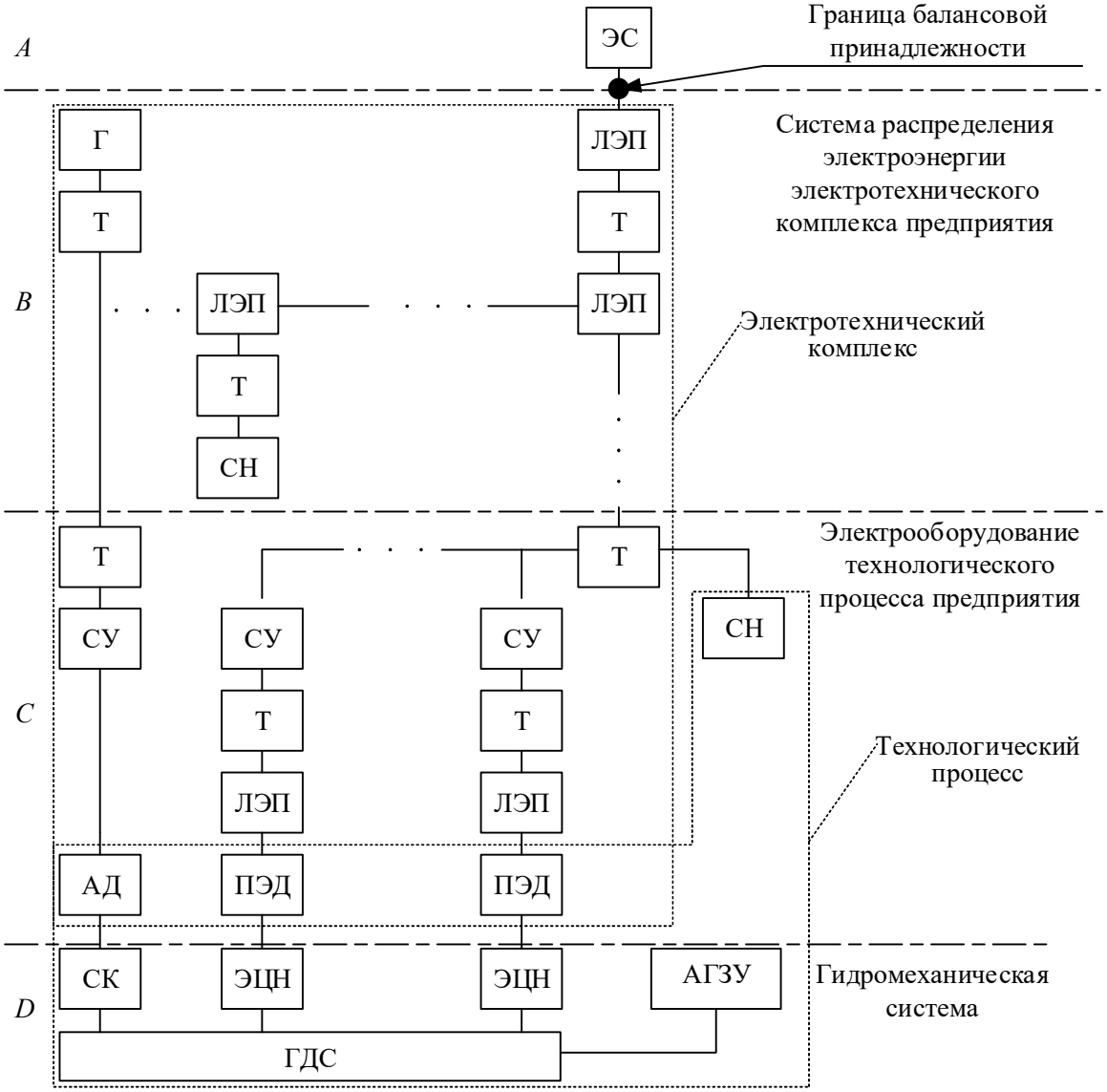


Рисунок 1.1 – Структурная схема распределения электрооборудования в технологическом процессе

Используемые сокращения на схеме (рис 1.1): ЭС – внешняя энергосистема; ЛЭП – линия электропередачи; Т – трансформатор; Г – электрогенерирующая установка; СУ – станция управления; ПЭД – погружной электродвигатель; АД – асинхронный двигатель; ЭЦН – электроприводной центробежный насос; СК – станок-качалка; ГДС – гидродинамическая

система; АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка; СН – статическая нагрузка.

При дифференцировании всего ЭТК НДП на отдельные элементы можно выделить:

– генерирующие установки и внешнюю систему электроснабжения;
– трансформаторы;
– линии электропередачи;
– статические нагрузки;
– нефтедобывающие скважины.

Нефтедобывающая скважина рассматривается в статическом режиме работы, но принимая во внимание, что параметры схемы замещения скважины учитывают текущий технологический режим работы и установленное оборудование, а параметры гидродинамической системы остаются неизменными. Допущение неизменного состояния гидродинамической системы возможно тогда и только тогда, когда на производстве используются системы контроля и поддержания параметров скважины, например: поддержание пластового давления (ППД), поддержание уровня флюидов, контроля температуры, состава флюида [3, 4, 25, 34, 36]. Перечисленные системы широко применяются в современных условиях добычи нефти, что позволяет рассматривать скважину как статическую нагрузку. В первом приближении скважинное оборудование и весь электротехнический комплекс требуется анализировать поэлементно для учета факторов, влияющих на изменение потребления электроэнергии в узле ГБП.

В таком случае, рассматривая скважину, оборудованную УЭЦН, помимо параметров станции управления, трансформатора, линии электропередачи и погружного электродвигателя требуется учитывать параметры электроприводного центробежного насоса, показания автоматизированной групповой замерной установки и параметры гидродинамической системы [10, 26]. Потребление электроэнергии на ГБП зависит от таких параметров:

– Параметры трансформатора: $U_{ВН}$ – номинальное напряжение первичной обмотки, В; $U_{НН}$ – номинальное напряжение вторичной обмотки, В; $S_Н$ – номинальная мощность трансформатора, ВА; $\dot{S}$ – фактическая полная мощность потребителей, ВА; $dP_{КЗ}$ – мощность короткого замыкания, Вт; $dP_{ХХ}$ – мощность холостого хода, Вт; $I_{ХХ}$ – ток холостого хода, %; St – ступень устройства регулирования напряжения; D – дискретность ступени регулирования, %; f_2 – фактическая частота питающего напряжения, Гц; T_g – разность температур обмоток и масла/окружающей среды, °С.

– Параметры линии электропередачи: r_0 – погонное активное сопротивление линии электропередачи, Ом/км; x_0 – погонное индуктивное сопротивление линии электропередачи, Ом/км; L – протяженность линии электропередачи, км; C_0 – удельная ёмкость изоляции линии электропередачи, мкФ/км; R_{IZ} – удельное сопротивление изоляции линии электропередачи, МОм·км; $T_{ОС}$ – температура окружающей среды °С; $H_Н$ и $H_К$ – глубина залегания начала и конца линии электропередачи, м; f_2 – фактическая частота питающего напряжения, Гц.

– Параметры ГДС: $\rho_Ж$ – плотность нефтяной жидкости, г/см^3; $H_{ДИН}$ – динамический уровень скважины, м; $P_{БУФ}$ – буферное давление, Па; B – объемный коэффициент расширения нефти.

– Параметры АГЗУ: $Q_{НС}$ и $\sum Q_{НС}$ – дебит отдельной скважины и всего нефтяного месторождения/куста, м^3/сут.

– Параметры ЭЦН: $Q_{МАХ}$ – максимальное значение подачи насоса, м^3/сут; $\eta_{ЭЦН}$ – фактический КПД ЭЦН, о. е.; f_2 – фактическая частота питающего напряжения, Гц.

– Параметры ПЭД: N – типоразмер двигателя; $I_{ДНОМ}$ – номинальный ток двигателя, А; $\cos\varphi_{ДНОМ}$ – номинальный коэффициент активной мощности двигателя; $U_{ДВ}$ – напряжение на зажимах двигателя, В.

– Параметры СУ: $\eta_{СУ}$ – номинальный КПД станции управления, о.е.; $I_{СУ}$ – номинальный ток станции управления, А; $\cos\varphi_{СУ}$ – номинальный коэффициент активной мощности станции управления; $K_{ТРСУ}$ – коэффициент

трансформации после станции управления, который определяется как соотношение частоты питающего напряжения после станции управления с частотой питающего напряжения на входе, о. е.

– Параметры СН: $P_{СН}$ – активная мощность статической нагрузки, Вт; $Q_{СН}$ – реактивная мощность статической нагрузки, вар.

В таком случае потребляемая мощность отдельной скважины определяется [1, 22, 51]:

$$P_{СКВ}=f(\rho_{Ж},g,H_{ДИН},P_{БУФ},Q_{НС},\eta_{ЭЦН},\eta_{ТЭД},\cos\varphi_{ДНОМ},U_{ДВ},f_2,\dot{Z}_{Т},\dot{Z}_{Л},\cos\varphi_{СУ},\eta_{СУ},I_{СУ}), \quad (1)$$

где $\dot{Z}_{Л}$ – полное сопротивление линии электропередачи, Ом; $\dot{Z}_{Т}$ – полное сопротивление трансформатора, Ом.

При этом мощность отдельной скважины является частью множества потребителей всего ЭТК НДП, которые являются подмножествами множества трансформаторных подстанций:

$$П=\{\dot{П}_1,\dot{П}_2,...,\dot{П}_i\}; \quad (2)$$

$$C=\{\dot{П}_1+\Delta\dot{S}_1,\dot{П}_2+\Delta\dot{S}_2,...,\dot{П}_j+\Delta\dot{S}_j\}, \quad (3)$$

где $П$ – множество значений мощности потребителей трансформаторных подстанций; i – количество потребителей j-ой подстанции; j – количество подстанций ЭТК НДП; $\Delta\dot{S}_j$ – потери мощности в j-ой трансформаторной подстанции.

Потребляемая электрическая мощность всего ЭТК определяется [2, 5, 35]:

$$\dot{S}=f(C,U,Z), \quad (4)$$

где U – множество фактических значений напряжения в узлах потребителей, В; Z – множество фактических значений сопротивления линий электропередачи и проходных трансформаторных подстанций, Ом.

1.2 Факторы, оказывающие влияние на анализ ЭТК НДП

Анализ параметров ЭТК НДП основан на данных информационного обеспечения систем управления технологическим процессом, поэтому сложности, которые возникают при анализе, так или иначе связаны с данными об ЭТК НДП. Под данными об ЭТК НДП понимается: информация о

топологии системы электроснабжения предприятия; установленное и используемое оборудование, эксплуатация которого сопровождается потреблением электроэнергии; фактические показатели качества электроэнергии; фактическое потребление электроэнергии отдельными потребителями; режимы работы отдельных потребителей; наличие систем управления технологическим процессом и т. д. Таким образом, анализ ЭТК НДП невозможен без необходимого и достаточного объема данных [5]. Основные факторы и причины, осложняющие анализ ЭТК НДП:

– Малое количество исходных данных. Данный фактор является наиболее распространенным и проявляется в виде отсутствия значений о фактическом электропотреблении отдельных присоединений на шинах КТП. Наличие неполноты информации в ЭТК связано высокими финансовыми и материальными издержками на установку достаточного количества систем мониторинга и диагностики [12, 13, 27]. Применительно к НДП неполнота информации является следствием низкой дискретности системы опроса показаний с АГЗУ, при этом собранные данные не всегда синхронизированы по времени с остальными системами информационного сопровождения.

– Многообразие и нешаблонность данных в системах со сложной иерархией. При сопоставлении данных технологического режима добычи нефти с электротехническими параметрами требуется создавать специализированный инструментарий, который будет учитывать как топологию сети электроснабжения, так и используемое оборудование для поддержания технологического процесса с целью верного сопоставления информации. Еще одной важной проблемой в отсутствии шаблонности данных является использование разных единиц измерения и способов представления соразмерных величин.

– Пропуск ключевых значений. В структурной топологии ЭТК НДП пропуск данных возможен в АГЗУ из-за малой дискретности опроса, в таких случаях могут быть опущены различные значимые события в информационном пространстве предприятия, например, аварийные. Также

пропуском событий может считаться невозможность локализации источников повышения потребления электроэнергии, что может оказаться следствием введения скважины в неоптимальный режим работы по различным причинам.

– Большое количество значимых переменных величин. Данный фактор существенно усложняет процесс расчёта текущего режима потребления и распределения электроэнергии в рамках всего ЭТК, поэтому постоянный перерасчет требуемого оптимального режима работы электрооборудования для поддержания технологического процесса даже для отдельной скважины не реализуется в совокупности с имеющимися системами мониторинга, а рассчитывается один режим работы, который реализуется до планового изменения технологического процесса. Следствием такой особенности является энергетически неэффективный режим добычи нефти при ошибочном расчёте или учете не всех вариативных величин.

– Измерительный шум и накопительная погрешность [5-7]. Данный фактор является редким явлением для ЭТК НДП в связи с малым числом систем мониторинга потребления электроэнергии. Однако даже с небольшим количеством пунктов измерения, а, следовательно, с малой долей приращения в вычислениях накапливается значимая величина отклонения от фактических значений потребления электроэнергии. Такой эффект осложняет процессы планирования и прогнозирования потребления электроэнергии, что сказывается на тарифной стоимости электроэнергии, покупаемой с внешней энергосистемы.

Обобщенно все описанные ситуации можно охарактеризовать факторами неполноты и неопределенности информации. Информационная неполнота – это отсутствие необходимых данных для принятия решений. Информационная неопределенность является следствием низкой уверенности в имеющихся данных, либо наличием вариативности при отсутствии точных значений.

Факторами информационной неполноты являются:

– Отсутствие фактических показателей электропотребления отдельной скважины;

– Отсутствие информации о фактическом состоянии ГДС;

– Отсутствие данных о дебите нефти отдельной скважины и суммарном значении для всего месторождения или куста в текущий момент времени.

Основным фактором информационной неопределенности является неполнота данных и отсутствие информации о части оборудования, установленного и используемого для добычи нефти. Все перечисленное является причинами невозможности задания оптимального с точки зрения энергетической эффективности режима работы всего ЭТК НДП. Описанная проблематика может быть частично или полностью решена [15, 21] посредством внедрения систем интеллектуального управления и мониторинга текущего состояния с наличием устойчивой обратной связи между технологическими процессами и электротехническими системами, что на текущий момент не реализовано в нефтедобывающей отрасли.

1.3 Анализ существующих методов и средств контроля потребления и распределения электроэнергии на нефтяном месторождении

Контроль потребления и распределения электроэнергии в ЭТК НДП необходим для обеспечения возможности и реализации мероприятий по повышению энергетической эффективности процесса добычи нефти. Такой подход обоснован требованиями законодательных актов об энергосбережении [17]. Контролем потребления электроэнергии, в первую очередь, является возможность оценки величины используемого энергоресурса для обеспечения технологического процесса. Важным фактором является процесс распределения электрических мощностей, во многом зависимый от требуемой мощности присоединений, с позиции минимизации потерь на передачу и преобразование электроэнергии. Для этого требуется рассмотреть имеющиеся средства и методы с возможностью как их взаимодействия между собой, так и интеграции в промышленные системы управления технологическим

процессом в задачах анализа потребления и распределения электроэнергии на нефтяном месторождении.

1.3.1 Средства контроля потребления и распределения электроэнергии на месторождении нефти

Средствами контроля потребления и распределения электроэнергии в ЭТК НДП являются: автоматизированные системы коммерческого и технического учета (АСКУЭ и АСТУЭ); системы контроля качества электроэнергии; системы компенсации реактивной мощности; системы релейной защиты и автоматики; системы интеллектуального учета (*Smart Grid*) в сетях с источниками собственной генерации [8].

Системы интеллектуального учета в ЭТК НДП применяются при наличии собственной генерации электроэнергии для выдачи ее во внешнюю энергосистему. Такие системы являются нераспространенными и применяются предпочтительно на больших объектах в относительной близости к конечным потребителям электроэнергии, которые также получают основное электропитание из внешней энергосистемы, а не от сети предприятия, (то есть являются теми же устройствами для организации АСКУЭ). В идеальном случае система коммерческого учета сопряжена с АСТУЭ для понимания «путей» распределения электроэнергии.

Наиболее распространенным случаем в ЭТК НДП является применение АСКУЭ с использованием приборов учета на отходящей линии трансформаторной подстанции внешней энергетической системы, что не всегда позволяет точно и качественно оценить пути распределения электроэнергии в системе электроснабжения предприятия. АСТУЭ может быть реализовано различными способами, наиболее точным вариантом является установка персональных приборов учета, что позволяет производить анализ эффективности использования энергоресурсов отдельными потребителями, выявить узкие места в производстве и отследить узлы незаконных присоединений. Также применяемым способом реализации АСТУЭ является внедрение датчиков оценки технологического процесса для

расчета электротехнических показателей по известным параметрам технологического процесса. На отраслевых предприятиях исторически сложилось, что в качестве наиболее распространенного способа внедрения технического учета используются системы и датчики мониторинга технологического процесса, через которые определяется потребление и распределение электроэнергии с использованием станции управления. Пункты установки учета потребления и распределения электроэнергии представлены на рисунке 1.2. При этом часть потребителей все же оснащается индивидуальными приборами учета электроэнергии в рамках ЭТК НДП. Такими потребителями являются «суб. абоненты». Для них прибор учета электроэнергии является способом коммерческого учета. Потребление электроэнергии «суб. абонентов» не зависит от технологического процесса предприятия, но вносит влияние на величину потерь электрических мощностей при передаче и распределении электроэнергии. Общее потребление электроэнергии в ЭТК НДП описать через вложенные множества:

$$\dot{S} \supseteq (C + f(Z, C)); \quad (5)$$

$$C \supseteq f(П_i, \Delta\dot{S}_i), \quad (6)$$

где $\dot{S}$ - суммарное, полное потребление электроэнергии, фиксируемое системой АСКУЭ, ВА; $f(Z, C)$ – величина потерь электрической мощности, затраченной на распределение, ВА; Z – множество фактических сопротивлений линий электропередачи и проходных трансформаторных подстанций, Ом; C – подмножество параметров потребляемой мощности трансформаторными подстанциями, ВА; $П_i$– мощность отдельного потребителя в ЭТК НДП, фиксируемое системой АСТУЭ, ВА; ΔS_i – величина потерь мощности в участке сети от шин трансформаторной подстанции до отдельного потребителя электроэнергии, ВА.

На примере месторождения им. В. П. Сухарева анализ совокупного электропотребления, с учетом подключения четырех внешних потребителей, показал, что их вклад в общий объем потребления электроэнергии не превышает 5%. Это указывает на то, что основная часть электроэнергии

используется непосредственно для технологических нужд добычи нефти. Оценивая энергетическую эффективность потребления электроэнергии в ЭТК НДП при добыче нефти данные потребители рассматриваются в виде статической нагрузки, либо не учитываются при расчете, так как общее потребление электроэнергии таких абонентов может рассматриваться как практически неизменная, постоянная величина потребления электроэнергии. Изменение потребления электроэнергии таких потребителей коррелирует исключительно с изменением погоды. Для сохранения точности расчетов потребления и распределения электроэнергии в ЭТК НДП, мощность потребления таких абонентов принимается постоянной в период 1, 4 и 2, 3 кварталов календарного года.

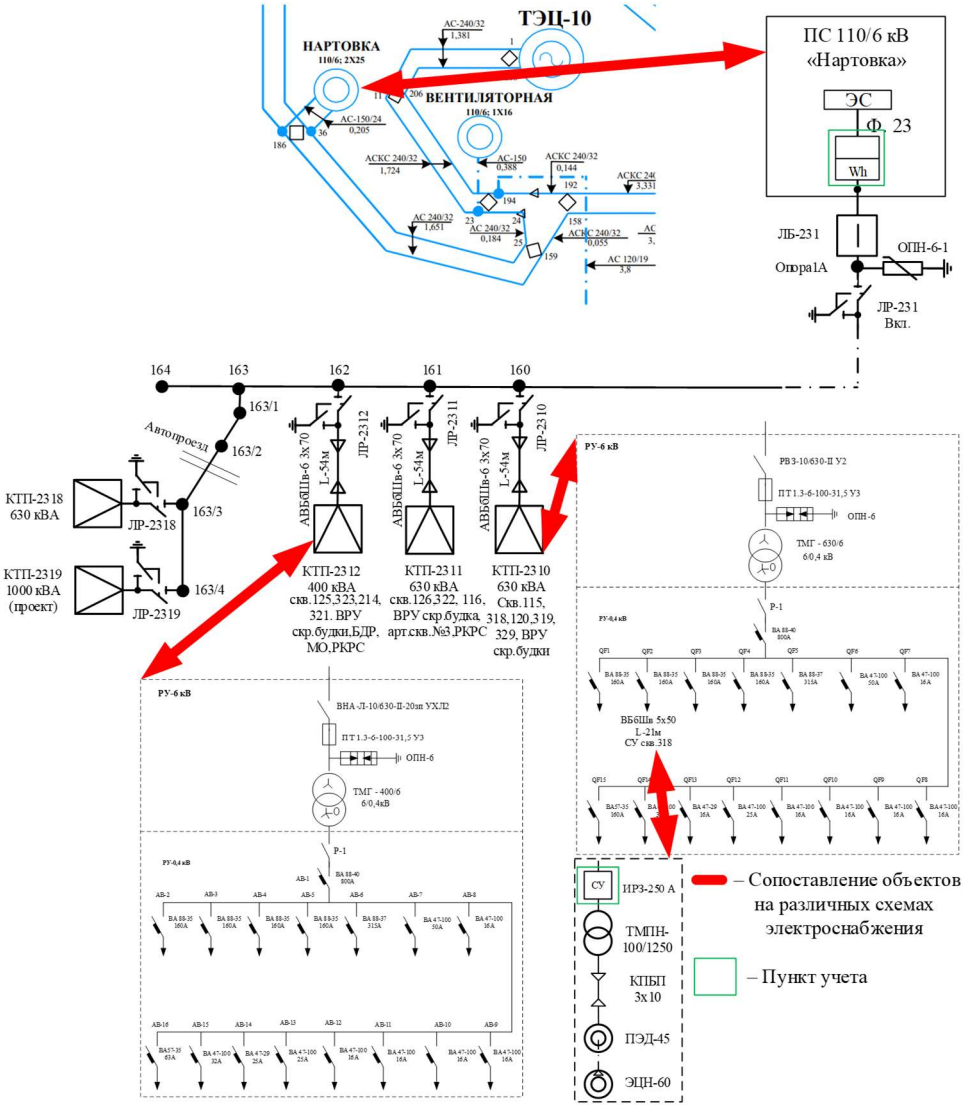


Рисунок 1.2 – Схема размещения пунктов учета потребления и распределения электроэнергии в ЭТК НДП

К средствам контроля потребления и распределения электроэнергии частично относятся системы релейной защиты и автоматики (РЗиА) и компенсации реактивной мощности. Средства РЗиА обеспечивают сохранение системы посредством селективного и оперативного отключения части потребителей в случае возникновения аварийных ситуаций, при этом обеспечивая автоматизированное управление. Еще одним значимым инструментом контроля потребления и распределения электроэнергии являются установки компенсации реактивной мощности (УКРМ). Такие электроустановки предназначены для снижения величины реактивной мощности, что позволяет снизить токовые нагрузки в линиях электропередачи и разгрузить трансформаторы, а это ведет к снижению потерь электроэнергии в ЭТК. Применение УКРМ также позволяет снизить потери напряжения, то есть поддержать один из ключевых показателей качества электроэнергии о отклонении напряжения в соответствии с ГОСТ 32144-2013 [9].

Принимая во внимание все используемые средства контроля потребления и распределения электроэнергии, с учетом пунктов установки систем АСКУЭ и АСТУЭ, на текущий момент в ЭТК НДП нет достаточного количества аппаратных решений для применения энергоэффективных алгоритмов добычи нефти, которые бы учитывали процессы передачи и распределения электроэнергии. Обусловлено это тем, что участок сети от ГБП до потребителей является «черным ящиком», что существенно затрудняет анализ потребления и распределения электроэнергии даже между ключевыми потребителями, которыми являются нефтедобывающие скважины. Объясняется это тем, что величина потребления электроэнергии отдельной скважины является результатом математического вычисления по заданным параметрам технологического режима, а не фактическим значениям в каждый момент времени либо результатом ручного сбора данных с СУ.

1.3.2 Методы контроля потребления и распределения электроэнергии

Для контроля потребления и распределения электроэнергии в ЭТК НДП используются математические модели расчета на основе данных технических средств замера потребления электроэнергии в отдельных узлах сети с учетом текущих показателей технологического процесса [11-13]. Поэтому существующие методы контроля потребления и распределения электроэнергии, применительно к ЭТК НДП, можно разделить на 2 взаимодополняющие группы: 1) методы, направленные на анализ результатов измерения потребления электроэнергии системами АСКУЭ и АСТУЭ; 2) математическое моделирование участков сети электроснабжения.

Математическое моделирование участков сети необходимо для определения режимов работы нефтедобывающих скважин и оценки энергетической эффективности процесса добычи нефти. Существующие системы мониторинга СУ учитывают режим работы электрооборудования скважины, осуществляют исключительно хранение данных об электропотреблении. Записанные данные со станции управления можно исследовать только после ручной выгрузки. При этом СУ не осуществляет контроль и оценку энергетической эффективности работы электрооборудования. Ручной сбор данных с СУ является не всегда доступным в задачах сведения балансов потребления электроэнергии, а математическое моделирование не дает желаемый результат точности в условиях недостатка информации о текущем технологическом режиме. Как следствие, недостаток информации о текущем потреблении электроэнергии в сопоставлении с текущим технологическим режимом работы, приводит к необходимости проведения процесса планирования потребления электроэнергии и задания оптимального режима работы отдельной скважины эмпирическими методами. Таким образом, необходимо задание режима работы электрооборудования через СУ нефтедобывающих скважин, что на

текущий момент возможно только с вмешательством обслуживающего персонала и на основе математического моделирования статических режимов.

Принимая во внимание нормативные документы, в особенности «Энергетическую стратегию России до 2035 года» [16] и проект «Энергетической стратегии до 2050 года», имеющиеся системы учета в ЭТК предприятий должны ликвидировать несоответствие между показателями коммерческого и технического учета, учитывая долю потерь электроэнергии на передачу и распределение. На текущий момент эмпирические методы контроля не позволяют ликвидировать имеющуюся диспропорцию. При этом оснащение ЭТК НДП дополнительными пунктами учета потребления электроэнергии экономически не всегда целесообразно или технически невозможно в связи с недопустимостью прерывания технологического процесса.

Выводы по главе 1

1. Проведен анализ структуры и типового состава оборудования электротехнического комплекса нефтедобывающего предприятия. Определены значимые параметры элементов ЭТК, которые являются характеризующими факторами текущего технологического режима добычи нефти. Выявлен перечень параметров, которые оказывают непосредственное влияние на потребляемую мощность отдельной скважины и всего электротехнического комплекса.

2. Представлена структурная схема электротехнического комплекса нефтедобывающего предприятия. Произведен анализ факторов, которые осложняют процесс анализа потребления и распределения электроэнергии. Выявлены технические и организационно-информационные факторы, которые определяют условия неопределенности и неполноты информации при текущей структуре электротехнического комплекса.

3. Произведен анализ существующих методов и средств контроля текущего состояния элементов электротехнического комплекса. Недостаток имеющегося способа задания оптимального режима работы скважины

заключается в необходимости вмешательства персонала и проведения эмпирического изыскания на основе заданных, но не фактических параметров технологического процесса добычи нефти.

Результаты проведённого обзора существующих методов и средств интеллектуализации электротехнических комплексов нефтедобывающих предприятий показали необходимость разработки и интеграции новых средств и методов, которые позволят реализовать управление процессом добычи нефти с целью повышения энергетической эффективности, принимая во внимание или устраняя известные факторы информационной неопределённости и неполноты.

2 РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ И МОДЕРНИЗИРОВАННОЙ СТРУКТУРЫ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ В УСЛОВИЯХ ИНФОРМАЦИОННОЙ НЕПОЛНОТЫ

Под интеллектуальным управлением ЭТК НДП в частном смысле подразумевается управление отдельными компонентами электрической сети, например, электрическими приводами скважинных насосов [18-22]. Стандартом МЭК 61850 [23, 24, 30] под системами интеллектуализации рассматриваются способы контроля состояния и возможности автоматизированного управления в энергетических сетях. Однако синергетическое объединение систем, основанных на стандарте «систем и сетей связи на подстанциях» с системами управления технологическим оборудованием, на практике не встречается. Использование оборудования, которое поддерживает протоколы стандарта цифровых подстанций в ЭТК НДП, является не всегда возможным по причине экономической целесообразности. В этой связи требуется разработка новой структуры системы управления ЭТК НДП, которая бы учитывала технологические процессы и их связь с системой электроснабжения предприятия, решая оптимизационную задачу минимизации потребления электроэнергии на границе балансовой принадлежности [26-29].

Разработка системы, которая бы учитывала состояние всего электротехнического комплекса, требует: создание структуры системы управления; описание методов расчета потребления электроэнергии каждого элемента; описание метода расчета потребления и распределения электроэнергии в ЭТК НДП.

2.1 Расчет потребления электроэнергии элементами ЭТК НДП

Определение потребления электроэнергии, следовательно, и выявление потерь отдельных элементов ЭТК НДП происходит посредством предварительного расчета параметров схемы замещения элемента системы электроснабжения. Наиболее распространенными в электроэнергетике

являются Г-образные и П-образные схемы замещения. Популяризация таких схем замещения обусловлена относительной простотой расчета параметров и адекватностью математического моделирования с применением данных схем [31]. Например, комбинирование применения Г-образных схем замещения трансформаторов и П-образных схем замещения линий электропередач является основополагающим принципом расчёта режимов в программном обеспечении *RastrWin,* в том числе, при моделировании систем разной физической природы [31, 32]. При этом П-образные схемы замещения являются наиболее точными при моделировании электромагнитных переходных процессов [33]. Однако П-образная структура в схеме замещения содержит 2 узла и 3 ветви, в то время как Г-образная структура имеет всего 2 ветви. Данный фактор является значимым при эквивалентном преобразовании участков электрической сети в задачах анализа потребления и распределения электроэнергии на основе результатов, полученных посредством матрично-топологического расчёта [37], поэтому применение Г-образных схем замещения существенно упрощает процесс расчета матрично-топологическим методом, когда требуется дифференцировать потери и полезную затраченную величину электрической мощности на элементе. В остальных случаях достаточно рассматривать объекты системы электроснабжения в виде двухполюсника. Исходя из этого, трансформатор, линия электропередачи, станция управления рассматриваются по Г-образной схеме замещения, а все конечные потребители электроэнергии, то есть электрические нагрузки, рассматриваются в виде двухполюсника, даже асинхронные машины, так как в работе не рассматриваются аварийные и послеаварийные режимы. Представление схем замещения элементов ЭТК НДП представлено на рисунке 2.1. Определение параметров схемы замещения элементов ЭТК производится с учетом лучших практик применительно для проектирования и эксплуатации систем электроснабжения НДП [38-41].

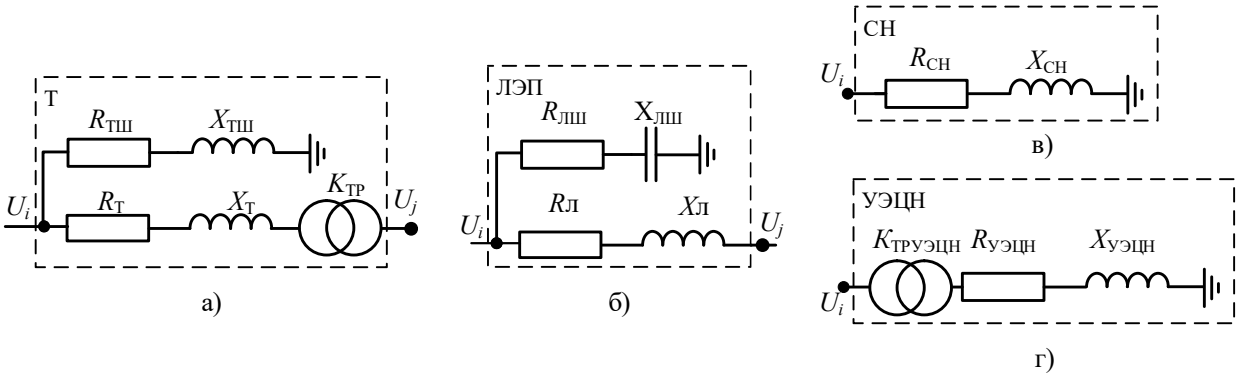


Рисунок 2.1 – Схемы замещения элементов ЭТК НДП
а) схема замещения трансформатора; б) схема замещения линии электропередачи; в) схемы замещения статической нагрузки; г) схема замещения нефтедобывающей скважины, на примере УЭЦН.

Используемые обозначения на рисунке 2.1:

Т – трансформатор; ЛЭП – линия электропередачи; СН – статическая нагрузка; УЭЦН – установка электроприводного центробежного насоса; U_i – фактическое напряжение на вводе элемента, В; U_j – фактическое напряжение на выводе элемента, В; $R_{ТШ}$ – активное сопротивление шунта Г-образной схемы замещения трансформатора, Ом; $X_{ТШ}$ – индуктивное сопротивление шунта Г-образной схемы замещения трансформатора, Ом; $R_Т$ – активное сопротивление обмоток трансформатора, Ом; $X_Т$ - индуктивное сопротивление обмоток трансформатора, Ом; $K_{ТР}$ – коэффициент трансформации; $R_{ЛШ}$ – активное сопротивление шунта Г-образной схемы замещения линии электропередачи, Ом; $X_{ЛШ}$ – емкостное сопротивление шунта Г-образной схемы замещения линии электропередачи, Ом; $R_Л$ – активное сопротивление линии электропередачи, Ом; $X_Л$ – индуктивное сопротивление линии электропередачи, Ом; $R_{СН}$ – активное сопротивление статической нагрузки, Ом; $X_{СН}$ – индуктивное сопротивление статической нагрузки, Ом; $K_{ТРУЭЦН}$ – коэффициент трансформации УЭЦН, является результирующей величиной коэффициентов трансформации станции управления и трансформатора; $R_{УЭЦН}$ – эквивалентное активное сопротивление УЭЦН, Ом; $X_{УЭЦН}$ – эквивалентное реактивное сопротивление УЭЦН (является

результирующей величиной емкостной и индуктивной составляющей схем замещения отдельных элементов), Ом.

Однако выходными параметрами оценки состояния элементов ЭТК являются не расчётные величины схемы замещения, а фактическое значение потребления и (или) потерь электрической мощности.

2.1.1 Модель трансформатора

При описании и оценке состояния трансформатора первично требуется рассчитать параметры его схемы замещения (рис. 2.1). Особенностями расчета параметров схемы замещения трансформатора является необходимость учитывать воздействия внешних факторов окружающей среды, частоты питающей сети и фактической нагрузки трансформатора в соответствии с выражениями:

$$R_{\text{Т}} = \frac{dP_{\text{кз}}}{S_{\text{Н}}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}{}^{2}}{S_{\text{Н}}} \cdot \left(1 - \frac{D}{2} \cdot \frac{St}{100}\right); \tag{7}$$

$$X_{\text{Т}} = \sqrt{\left(\frac{U_{\text{кз}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}^{2}}{S_{\text{Н}}}\right)^{2} - \left(\frac{dP_{\text{кз}}}{S_{\text{Н}}} \cdot \frac{U_{\text{ВН}}{}^{2}}{S_{\text{Н}}}\right)^{2}} \cdot \left(1 - \frac{D}{2} \cdot \frac{St}{100}\right) \cdot \left(\frac{f_2}{50}\right); \tag{8}$$

$$R_{\text{ТШ}} = \frac{dP_{xx} \cdot 1000}{I_{xx}^{2} \cdot 3}; \tag{9}$$

$$X_{\text{ТШ}} = \frac{\sqrt{\left(\left(\frac{I_{xx\%}}{100}\right) \cdot S_{\text{Н}}\right)^{2} - dP_{xx}} \cdot 1000}{I_{xx}^{2} \cdot 3}; \tag{10}$$

$$K_{\text{Т}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}}, \tag{11}$$

где $dP_{\text{КЗ}}$ – мощность короткого замыкания трансформатора, паспортная величина, кВт; $dP_{\text{ХХ}}$ – потери холостого хода трансформатора, паспортная величина, кВт; $S_{\text{Н}}$ – номинальная мощность трансформатора, паспортная величина, кВА; $U_{\text{ВН}}$ – напряжение первичной обмотки трансформатора, как правило, высокого напряжения, кВ; $U_{\text{НН}}$ – напряжение вторичной обмотки трансформатора, как правило, низкого напряжения, кВ; D – дискретность ступени регулирования, %; St – ступень устройства регулирования напряжения трансформатора; $U_{\text{КЗ}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, паспортная величина, %; $f2$ – фактическая частота

питающего напряжения, Гц; $I_{XX\%}$ - ток холостого хода трансформатора, паспортная величина, %; I_{XX} – ток холостого хода трансформатора, А.

В таком случае расчет потерь мощности в трансформаторе в матричной форме имеет следующий вид[42, 43]:

$$Z_{т}^{\sim} = \begin{pmatrix} Z_{Т} & 0 \\ 0 & Z_{ТШ} \end{pmatrix}; \quad (12)$$

$$Z_{Т} = \sqrt{R_{Т}^2 + X_{Т}^2} = \begin{pmatrix} R_{Т} & -X_{Т} \\ X_{Т} & R_{Т} \end{pmatrix}; \quad (13)$$

$$Z_{ТШ} = \sqrt{R_{ТШ}^2 + X_{ТШ}^2} = \begin{pmatrix} R_{ТШ} & -X_{ТШ} \\ X_{ТШ} & R_{ТШ} \end{pmatrix}; \quad (14)$$

$$U_i = \begin{pmatrix} \mathrm{Re}(U_i) \\ \mathrm{Im}(U_i) \end{pmatrix}; \quad (15)$$

$$I_{ТШ} = Z_{ТШ}^{-1} \cdot (U_i - U_{i+1}), \quad (16)$$

$$I_{ТВХ} = I_{Н} + I_{ТШ}; \quad (17)$$

$$\Delta \dot{S}_{Т} = 3 \cdot (Z_{Т}^{\sim} \cdot I_{ТВХ}^2) = 3 \cdot (Z_{ТШ} \cdot I_{ТШ}^2) + 3 \cdot (Z_{Т} \cdot I_{Н}^2), \quad (18)$$

где $Z_{т}^{\sim}$ – эквивалентное сопротивление трансформатора, Ом; $Z_Т$ – сопротивление обмоток трансформатора, Ом; $Z_{ТШ}$ – сопротивление ветви намагничивания трансформатора, Ом; U_i – напряжение на первичной обмотке трансформатора, кВ; U_{i+1} – напряжение в конце рассматриваемого участка Г-образной схемы замещения трансформатора, кВ. В конце ветви намагничивания напряжение принимается равным 0, а в конце обмоточной ветви схемы замещения величина напряжения без учета коэффициента трансформации ($U_{j\text{-}1}$); $I_{ТШ}$ – ток ветви намагничивания трансформатора, А; $I_{ТВХ}$ – величина тока, проходящая через первичную обмотку трансформатора, А; $\Delta S_Т$ – величина потерь мощности в трансформаторе, определяемая как сумма потерь в обмотках и ветви намагничивания, кВА;

Тогда Г-образную схему трансформатора с учетом распределения потерь можно представить, как это показано на рисунке 2.2. Таким образом, трансформатор рассматривается как трёхполюсной элемент. Первый полюс задает величину входящей мощности, а второй и третий определяют величину постоянных и переменных потерь соответственно, что необходимо для учета энергетической эффективности режима работы ЭТК НДП.

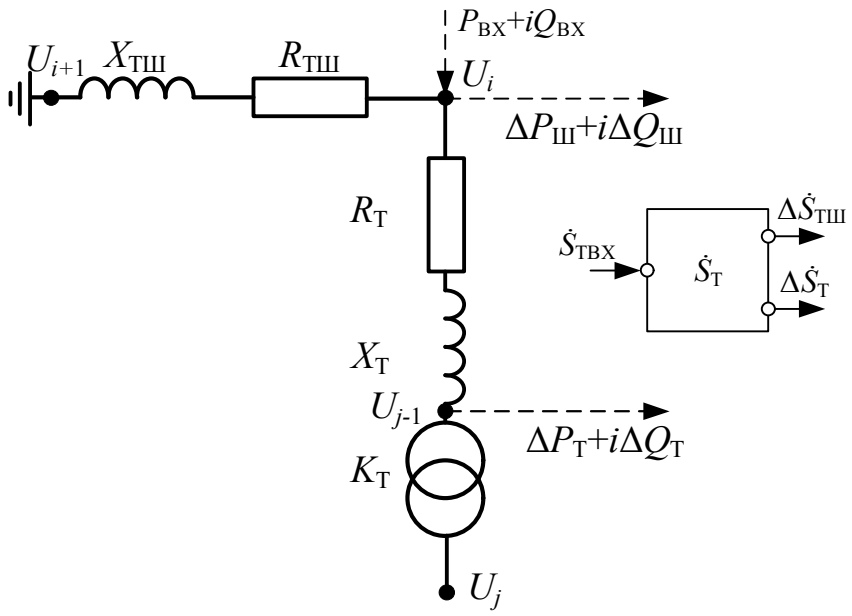


Рисунок 2.2 – Схема распределения потерь трансформатора в соответствии с Г-образной схемой замещения

2.1.2 Модель линии электропередачи

Как и для описания трансформатора, у линии электропередачи требуется рассчитать фактические параметры схемы замещения (рис. 2.1). Расчет параметров Г-образной схемы замещения линии электропередачи осуществляется по следующим выражениям:

$$R_Л = r_0 \cdot L; \tag{19}$$

$$X_Л = x_0 \cdot L \cdot \frac{f2}{50}; \tag{20}$$

$$R_{ЛШ} = \frac{10^6 \cdot R_{ИЗ}}{L \cdot (10^4 \cdot \pi^2 \cdot C0^2 \cdot R_{ИЗ}^2 + 1)} \cdot \frac{(G_{ЛШ}^2 + B_{ЛШ}^2) \cdot E \cdot \left(\frac{f2}{50}\right)^2}{\left(G_{ЛШ}^2 \cdot \left(\frac{f2}{50}\right)^2 + B_{ЛШ}^2 \cdot E^2\right)}; \tag{21}$$

$$X_{ЛШ} = -\frac{10^8 \cdot R_{ИЗ}^2 \cdot \pi \cdot C0}{L \cdot (10^4 \cdot \pi^2 \cdot C0^2 \cdot R_{ИЗ}^2 + 1)} \cdot \frac{(G_{ЛШ}^2 + B_{ЛШ}^2) \cdot E^2 \cdot \left(\frac{f2}{50}\right)^2}{(G_{ЛШ}^2 \cdot \left(\frac{f2}{50}\right)^2 + B_{ЛШ}^2 \cdot E^2)}, \tag{22}$$

где r_0 и x_0 – погонное активное и индуктивное сопротивление линии электропередачи, Ом/км; $f2$ – фактическая частота питающего напряжения, Гц; L – длина линии электропередачи, км; $C0$ – удельная емкость, является

номинальным параметром для кабельных линий и зависит от уровня напряжения на воздушных линиях, мкФ/км; $R_{ИЗ}$ – удельное сопротивление изоляции, МОм·км; $G_{ЛШ}$ – активная проводимость относительно земли, мкСм; $B_{ЛШ}$ – ёмкостная проводимость относительно земли, Ф; E – относительный прирост сопротивления изоляции при изменении температуры, применимый для кабельных линий.

Расчет потерь мощности линии электропередачи в матричной форме имеет следующий вид:

$$Z_{л}^{\sim} = \begin{pmatrix} Z_{ЛТ} & 0 \\ 0 & Z_{ЛШ} \end{pmatrix}; \tag{23}$$

$$Z_{Л} = \sqrt{R_{Л}^2 + X_{Л}^2} = \begin{pmatrix} R_{Л} & -X_{Л} \\ X_{Л} & R_{Л} \end{pmatrix}; \tag{24}$$

$$Z_{ЛШ} = \sqrt{R_{ЛШ}^2 + X_{ЛШ}^2} = \begin{pmatrix} R_{ЛШ} & X_{ТШ} \\ -X_{ЛШ} & R_{ЛШ} \end{pmatrix}; \tag{25}$$

$$I_{ЛШ} = Z_{ЛШ}^{-1} \cdot (U_i - U_{i+1}), \tag{26}$$

$$I_{ТВХ} = I_{Н} + I_{ТШ}; \tag{27}$$

$$\Delta \dot{S}_{Л} = 3 \cdot (Z_{Л}^{\sim} \cdot I_{ЛВХ}^2) = 3 \cdot (Z_{ЛШ} \cdot I_{ЛШ}^2) + 3 \cdot (Z_{Л} \cdot I_{Н}^2), \tag{28}$$

Распределение потерь для линии электропередачи выполнено с Г-образной схемой замещения трансформатора и представлено в виде трёхполюсного элемента на рисунке 2.3. Внимание следует обратить на емкостной характер шунтирующей ветви схемы замещения линии электропередачи, что отражается в выражении 25.

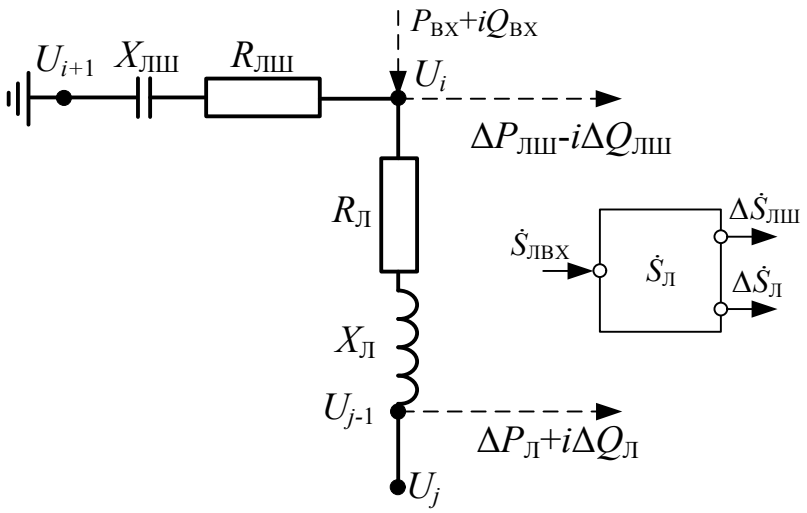


Рисунок 2.3 – Схема распределения потерь на линии электропередачи в соответствии с Г-образной схемой замещения

2.1.3 Модель станции управления

Станции управления в ЭТК НДП необходимы для изменения частоты питающего напряжения скважины для задания энергоэффективного режима работы. Фактически станция управления является преобразователем частоты (ПЧ), следовательно, и устройством компенсации реактивной мощности (УКРМ). Выполняя функции преобразования частоты, станция управления может рассматриваться как идеализированный трансформатор с постоянным коэффициентом полезного действия. КПД СУ в большей степени зависит от производителя и варьируется от загрузки, как правило, составляет от 80 до 98%, о чем заявляют производители и поставщики оборудования [46-50].

В таком случае коэффициент трансформации для СУ определяется по выражению:

$$K_{\text{СУ}} = \frac{f_2}{50}. \tag{29}$$

Принимая во внимание КПД СУ и фактические значения коэффициента активной мощности, экстракция потерь на рассматриваемом элементе ЭТК НДП может быть описана по выражениям:

$$\Delta P_{\text{СУ}} = P \cdot \left(1 - \frac{\eta_{\text{СУ}}}{100}\right); \tag{30}$$

$$\Delta Q_{\text{СУ}} = Q \cdot (\cos\varphi - \cos\varphi_{\text{СУном}}), \tag{31}$$

где $\cos\varphi_{\text{СУном}}$ – номинальный коэффициент активной мощности станции управления; $\cos\varphi_{\text{Н}}$ – фактический коэффициент активной мощности нагрузки; Q – фактическая величина реактивной мощности нагрузки; P – фактическая величина активной мощности нагрузки.

Так как величины потерь мощности СУ известны, по ним могут быть определены фактические значения сопротивления схемы замещения станции управления:

$$R_{\text{СУ}} = \frac{\frac{\Delta P_{\text{СУ}}}{3} \cdot U_i^2}{\left(\frac{\Delta P_{\text{СУ}}}{3}\right)^2 + \left(\frac{\Delta Q_{\text{СУ}}}{3}\right)^2}; \tag{32}$$

$$X_{\text{СУ}} = \frac{\frac{\Delta Q_{\text{СУ}}}{3} \cdot U_i^2}{\left(\frac{\Delta P_{\text{СУ}}}{3}\right)^2 + \left(\frac{\Delta Q_{\text{СУ}}}{3}\right)^2}. \tag{33}$$

В матричной форме потери мощности станции управления определяются следующим образом:

$$Z_{\text{СУ}} = \sqrt{R_{\text{СУ}}^2 + X_{\text{СУ}}^2} = \begin{pmatrix} R_{\text{СУ}} & X_{\text{СУ}} \\ -X_{\text{СУ}} & R_{\text{СУ}} \end{pmatrix}; \tag{34}$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{СУ}} = 3 \cdot \left(Z_{\text{СУ}}^{-1} \cdot (U_i - U_{i+1})^2 \right), \tag{35}$$

На основании специфики функционирования ЭТК НДП и принятых допущений, схема замещения станции управления может быть определена в виде двухполюсника, как это изображено на рисунке 2.4 с представлением распределения потерь.

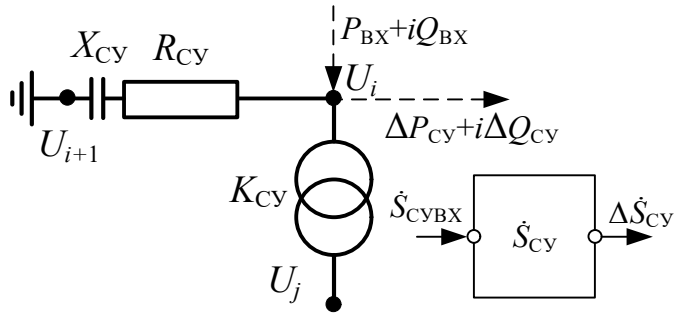


Рисунок 2.4 – Схема замещения станции управления с распределением потерь

2.1.4 Модель статической электрической нагрузки

При описании схемы замещения статической нагрузки требуется понимать, что в общей схеме замещения данный элемент является заключительным, но, в тоже время, задающим. Так как потери на отдельных элементах ЭТК НДП зависят именно от нагрузки, выходная мощность нагрузки будет являться входной для предыдущих элементов сети. Расчет параметров схемы замещения статической нагрузки определяется аналогично

выражениям (32) и (33), при допущении, что мощность таких потребителей остается неизменной и напрямую не зависит от технологического процесса добычи нефти, а также величина потерь мощности с учетом КПД считается учтенной в величине суммарного потребления.

В таком случае выражения для определения параметров схемы замещения статической нагрузки имеют вид:

$$R_{\text{СН}} = \frac{\frac{\Delta P_{\text{СН}}}{3} \cdot U_i^2}{\left(\frac{\Delta P_{\text{СН}}}{3}\right)^2 + \left(\frac{\Delta Q_{\text{СН}}}{3}\right)^2}; \tag{36}$$

$$X_{\text{СН}} = \frac{\frac{\Delta Q_{\text{СН}}}{3} \cdot U_i^2}{\left(\frac{\Delta P_{\text{СН}}}{3}\right)^2 + \left(\frac{\Delta Q_{\text{СН}}}{3}\right)^2}. \tag{37}$$

При описании статической нагрузки в матричной форме будут использоваться следующие выражения:

$$Z_{\text{СН}} = \sqrt{R_{\text{СН}}^2 + X_{\text{СН}}^2} = \begin{pmatrix} R_{\text{СН}} & -X_{\text{СН}} \\ X_{\text{СН}} & R_{\text{СН}} \end{pmatrix}; \tag{38}$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{СН}} = 3 \cdot \left(Z_{\text{СН}}^{-1} \cdot (U_i - U_j)^2 \right), \tag{39}$$

Схема замещения статической нагрузки на основе представленных выражений демонстрируется на рисунке 2.5.

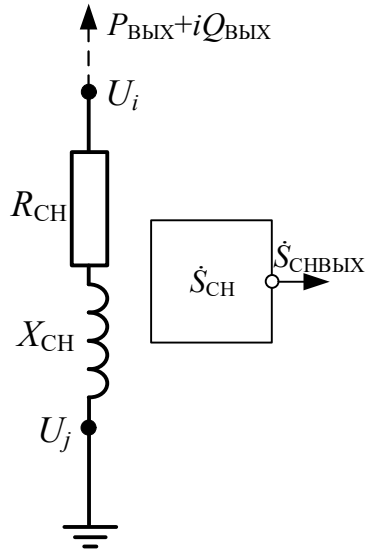


Рисунок 2.5 – Схема замещения статической нагрузки

2.1.5 Модель УЭЦН в виде статической электрической нагрузки

Как известно, установка электроприводного центробежного насоса является составным элементом ЭТК НДП из станции управления, повышающего трансформатора, кабельной линии и погружного электродвигателя, состоящего в механической связи с электроприводным центробежным насосом [35, 102]. Таким образом, схема замещения УЭЦН с учетом распределения мощностей может быть представлена таким образом, как это показано на рисунке 2.6.

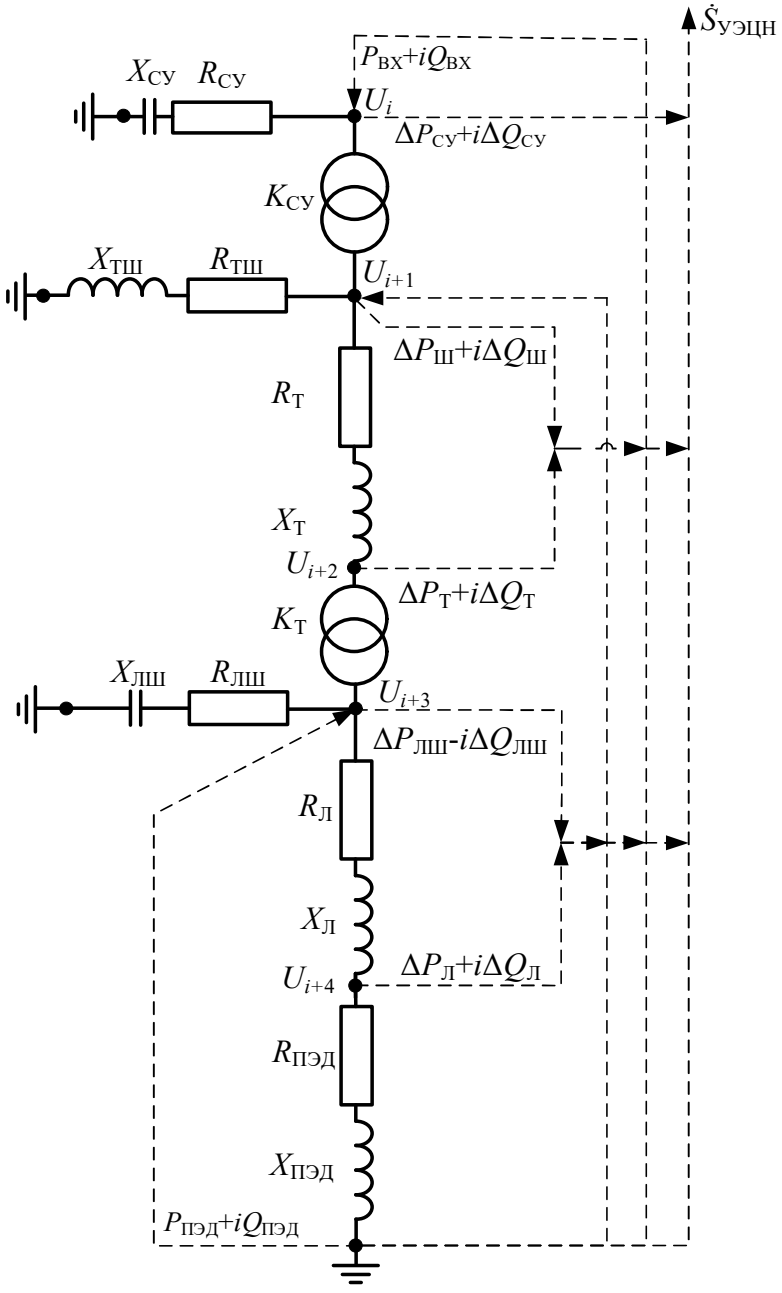


Рисунок 2.6 – Схема замещения УЭЦН с учетом распределения мощностей

При такой схеме замещения (рис. 2.6) двигатель может рассматриваться как статическая нагрузка, но с учетом того, что его параметры зависят от технологического процесса добычи нефти. Тогда и вся установка электроприводного центробежного насоса может рассматриваться как статическая нагрузка в соответствии с выражением (1). Для представления УЭЦН в виде статической нагрузки требуется определиться со способом параметризации схемы замещения двигателя.

Наиболее простым способом параметризации схемы замещения погружного двигателя является расчет с учетом коэффициента загрузки [51]. Коэффициент загрузки зависит от величины мощности на валу двигателя, которой будет достаточно для подъема нефтяной жидкости. Для этого определяется мощность двигателя, подаваемая на вал электроприводного центробежного насоса (ЭЦН), необходимая для подъема нефтяной жидкости при известных параметрах по выражению [53]:

$$P_{\text{ЭЦН}} = \frac{\rho_{\text{ж}} \cdot g \left(\frac{P_{\text{БУФ}}}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} + H_{\text{ДИН}} \right) \cdot Q_{\text{НС}}}{\sum_{i=0}^{2} \left(a_i \left(\frac{50}{f_2} \right)^i \cdot \left(\frac{Q_{\text{НС}}}{Q_{\text{МАХ}}} \right)^i \right) \cdot 86400 \cdot K_{\eta v}} \quad , \tag{40}$$

где $\rho_{\text{Ж}}$ – плотность поднимаемой жидкости, кг/м3 ; g – ускорение свободного падения, принимается равным 9,81 м^2/сек; $P_{\text{буф}}$ – буферное давление, Па; $H_{\text{дин}}$ – динамический уровень жидкости в скважине, м; $Q_{\text{нс}}$ – заданный дебит насоса, м^3/сут; $K_{\eta v}$ – коэффициент, учитывающий изменение КПД насоса при работе на вязких жидкостях, о.е., f – частота питающей сети после станции управления, Гц; a – коэффициент полиномиальной зависимости, описывающий КПД ЭЦН в зависимости от дебита.

Соответственно, коэффициент загрузки двигателя ($K_{\text{ЗД}}$) будет определяться как соотношение рассчитанной мощности ЭЦН ($P_{\text{ЭЦН}}$) к номинальной мощности погружного двигателя ($P_{\text{ПЭД}}$). В таком случае фактический ток и коэффициент активной мощности определяются по выражениям [53]:

$$\cos\varphi_{Д} = f_C(K_{ЗД}) = (-0,866 \cdot K_{ЗД}^2 + 1,694 \cdot K_{ЗД} + 0,156)\cos\varphi_{ДНОМ}; \quad (41)$$

$$I_{Д} = f_I(K_{ЗД}) = (0,311 \cdot K_{ЗД}^2 + 0,226 \cdot K_{ЗД} + 0,456) I_{ДНОМ}, \quad (42)$$

где $K_{ЗД}$ – коэффициент загрузки двигателя; $\cos\varphi_{ДНОМ}$ – номинальный коэффициент активной мощности двигателя; $I_{ДНОМ}$ – номинальный ток двигателя, А.

Однако данные выражения применимы только для двигателей 117 типоразмера [51]. Чтобы сделать эмпирические выражения (41) и (42) универсальными, требуется ввести поправочные коэффициенты полиномиальных зависимостей. Наиболее распространенными типоразмерами двигателей, согласно каталогам группы компаний «НОВОМЕТ», являются также 96, 103, 130, 143 и 185 габарит [52]. После сопоставления рабочих характеристик двигателей с известными уравнениями полиномиальной регрессии, были получены корректирующие коэффициенты для расчета ток и коэффициента активной мощности в таблицах 2.2 и 2.2 соответственно. Такой подход является модификацией известного метода, но необходим для параметризации схемы замещения двигателей разного типаразмера.

Таблица 2.1 – Корректировочные коэффициенты регрессионного уравнения расчета тока двигателя в зависимости от типоразмера

Типоразмер двигателя	K_{Ia2}	K_{Ia1}	K_{Ia0}
96	0,92	1,42	0,87
103	1,16	1,17	0,82
117	1,00	1,00	1,00
130	1,09	1,33	0,81
143	1,03	1,49	0,77
185	0,96	1,89	0,62

Таблица 2.2 – Корректировочные коэффициенты регрессионного уравнения расчета коэффициента активной мощности двигателя в зависимости от типоразмера

Типоразмер двигателя	K_{COSa2}	K_{COSa1}	K_{COSa0}
96	1,09	1,07	0,76
103	1,12	1,06	1,05

Окончание таблицы 2.2

Типоразмер двигателя	$K_{\text{COS}a2}$	$K_{\text{COS}a1}$	$K_{\text{COS}a0}$
117	1,00	1,00	1,00
130	1,06	1,01	1,19
143	1,24	1,11	1,10
185	0,91	0,79	2,73

В таком случае выражения (41) и (42) изменятся следующим образом:

$$\cos\varphi_{\text{Д}} = f_C(K_{\text{ЗД}}) = (-0{,}866 \cdot K_{\text{ЗД}}^2 \cdot K_{COSa2} + 1{,}694 \cdot K_{\text{ЗД}} \cdot K_{COSa1} + 0{,}156 \cdot K_{COSa0}) \cos\varphi_{\text{ДНОМ}}; \quad (43)$$

$$I_{\text{Д}} = f_I(K_{\text{ЗД}}) = (0{,}311 \cdot K_{\text{ЗД}}^2 \cdot K_{Ia2} + 0{,}226 \cdot K_{\text{ЗД}} \cdot K_{Ia1} + 0{,}456 \cdot K_{Ia0}) I_{\text{ДНОМ}}. \quad (44)$$

Таким образом сопротивления двигателя определяются по выражениям:

$$R_{\text{ПЭД}} = \frac{U_i \cdot f_C(K_{\text{ЗД}}) \cdot s \cdot \eta}{f_I(K_{\text{ЗД}})}; \quad (45)$$

$$X_{\text{ПЭД}} = \frac{U_i \cdot \sqrt{1 - \left(f_C(K_{\text{ЗД}})\right)^2} \cdot s \cdot \eta}{f_I(K_{\text{ЗД}})}, \quad (46)$$

где s – скольжение асинхронного двигателя, %.; U_i – фактическое напряжение на зажимах двигателя, при первой итерации расчета принимается равным номинальному значению, В; η – коэффициент полезного действия, о. е.

Как видно из рисунка 2.6, для получения актуальных значений сопротивления скважины требуется производить итерационный расчет по вышеописанным выражениям. Применение итерационного метода расчета необходимо для учета влияния каждого элемента скважины, после чего УЭЦН может быть описан в виде статической нагрузки, а эквивалентное сопротивление определяется путем расчета параметров сети с параллельным и последовательным соединением. При этом запись параметров схемы замещения в матричной форме полностью соответствует выражениям (38) и (39). Однако при расчете эквивалентного сопротивления следует учитывать разный уровень напряжения на элементах, как это показано в выражениях (47) и (48), тогда УЭЦН может рассматриваться как статическая нагрузка, а его схема соответствует рисунку 2.5.

$$R_{\text{УЭЦН}} = \frac{R_{\text{СУ}} \cdot R_{\text{ТШ}} \cdot K_{\text{СУ}}^2 \cdot \left(R_{\text{Т}} + \dfrac{K_{\text{Т}}^2 \cdot R_{\text{ЛШ}} \cdot \left(R_{\text{Л}} + R_{\text{ПЭД}} \right)}{R_{\text{Л}} + R_{\text{ЛШ}} + R_{\text{ПЭД}}} \right)}{\left(R_{\text{СУ}} + \dfrac{R_{\text{ТШ}} \cdot K_{\text{СУ}}^2 \cdot \left(R_{\text{Т}} + \dfrac{K_{\text{Т}}^2 \cdot R_{\text{ЛШ}} \cdot \left(R_{\text{Л}} + R_{\text{ПЭД}} \right)}{R_{\text{Л}} + R_{\text{ЛШ}} + R_{\text{ПЭД}}} \right)}{\left(R_{\text{Т}} + R_{\text{ТШ}} + \dfrac{K_{\text{Т}}^2 \cdot R_{\text{ЛШ}} \cdot \left(R_{\text{Л}} + R_{\text{ПЭД}} \right)}{R_{\text{Л}} + R_{\text{ЛШ}} + R_{\text{ПЭД}}} \right)} \right) \cdot \left(R_{\text{Т}} + R_{\text{ТШ}} + \dfrac{K_{\text{Т}}^2 \cdot R_{\text{ЛШ}} \cdot \left(R_{\text{Л}} + R_{\text{ПЭД}} \right)}{R_{\text{Л}} + R_{\text{ЛШ}} + R_{\text{ПЭД}}} \right)}; \quad (47)$$

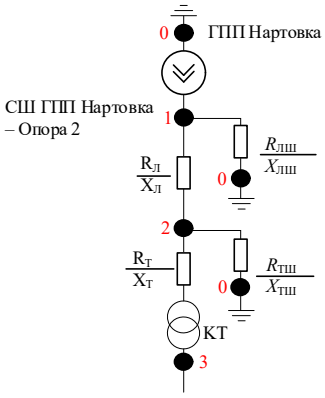
$$X_{\text{УЭЦН}} = \frac{X_{\text{СУ}} \cdot X_{\text{ТШ}} \cdot K_{\text{СУ}}^2 \cdot \left(X_{\text{Т}} + \dfrac{K_{\text{Т}}^2 \cdot X_{\text{ЛШ}} \cdot \left(X_{\text{Л}} + X_{\text{ПЭД}} \right)}{X_{\text{Л}} + X_{\text{ЛШ}} + X_{\text{ПЭД}}} \right)}{\left(X_{\text{СУ}} + \dfrac{X_{\text{ТШ}} \cdot K_{\text{СУ}}^2 \cdot \left(X_{\text{Т}} + \dfrac{K_{\text{Т}}^2 \cdot X_{\text{ЛШ}} \cdot \left(X_{\text{Л}} + X_{\text{ПЭД}} \right)}{X_{\text{Л}} + X_{\text{ЛШ}} + X_{\text{ПЭД}}} \right)}{\left(X_{\text{Т}} + X_{\text{ТШ}} + \dfrac{K_{\text{Т}}^2 \cdot X_{\text{ЛШ}} \cdot \left(X_{\text{Л}} + X_{\text{ПЭД}} \right)}{X_{\text{Л}} + X_{\text{ЛШ}} + X_{\text{ПЭД}}} \right)} \right) \cdot \left(X_{\text{Т}} + X_{\text{ТШ}} + \dfrac{K_{\text{Т}}^2 \cdot X_{\text{ЛШ}} \cdot \left(X_{\text{Л}} + X_{\text{ПЭД}} \right)}{X_{\text{Л}} + X_{\text{ЛШ}} + X_{\text{ПЭД}}} \right)}. \quad (48)$$

2.2 Модифицированный метод расчета потребления и распределения электроэнергии элементами электротехнического комплекса нефтедобывающего предприятия

Учитывая способ параметризации схем замещения элементов ЭТК НДП и представление элементов в матричной форме, в задачах расчета потребления и распределения электроэнергии, особенно в условиях разветвленных систем электроснабжения, наиболее применимым является матрично-топологический метод в задачах определения величины потребления и путей распределения электроэнергии [54, 55]. Такой подход позволяет быстро описывать большие участки электрической сети, однако матрично-топологический расчёт, что следует из наименования, основан на математических операциях с матрицами. В связи с этим важен такой фактор, как размерность матрицы. Чем больше элементов в рассматриваемом участке сети или всем ЭТК, тем больше матрицы, которые необходимо составлять для описания. Следовательно, увеличение размерности матриц приводит к увеличению количества математических операций, которые необходимо произвести для получения результата расчета. Также важно понимать и знать размерность каждой матрицы, что имеет значение при выполнении математических операций, например, умножения, сложения и вычитания [56-58].

Следует понимать, что все матрично-топологические методы в электроэнергетике и электротехнике основаны на применении принципа суперпозиции [69]. Исходя из этого, расчет должен производиться в едином линейном пространстве, а определение потребления и распределения электроэнергии выполняется для каждой фазы с учетом угла сдвига напряжения в каждом узле сети, что подтверждает важность использования схем замещения в однофазном исполнении.

При реализации матрично-топологического расчета потребления и распределения электроэнергии важно учитывать топологию сети. Топология сети в матричной форме определяется инцидентностью, то есть определением узлов и ветвей системы электроснабжения. Матрица инцидентности (A), в соответствии с теорией графов, может принимать значение -1, 1 и 0 (см. выражение (49). Процесс ее формирования заключается в оценке входящих и выходящих ветвей из узлов. Если ветвь выходит из узла, ей присваивается 1 и наоборот, соответственно, несвязанные узлы маркируются 0, как это демонстрируется на рисунке 2.7 применительно к участку сети электроснабжения НДП месторождения им. В. П. Сухарева.



Ветви

Узлы					
	-1	1	0	0	0
	0	-1	1	1	0
	0	0	0	-1	1

Рисунок 2.7 – Пример формирования матрицы инцидентности для участка сети электроснабжения НДП месторождения им. В. П. Сухарева

Матрица инцидентностей (A) составляется в качестве связи вершин сети и позволяет учитывать взаимодействие между разными узлами и линиями электропередачи. Однако при операциях с комплексными числами в матричной форме отметка состояния узла должна соответствовать размерности матрицы параметров элементов системы электроснабжения. Так

как описание сопротивления ветвей системы электроснабжения представлено в виде квадратной матрицы 2х2, то и отметка состояния узлов и ветвей должна представляться в аналогичном виде, в соответствии с выражением (49):

$$a = \{1; -1; 0\} = \left\{\begin{pmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{pmatrix}; \begin{pmatrix} -1 & 0 \\ 0 & -1 \end{pmatrix}; \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix}\right\}, \quad (49)$$

где a – возможное состояние линии в вершине графа.

При таком преобразовании матрицы инцидентностей ее размерность увеличивается, что усложняет процесс расчета с точки зрения увеличения времени расчета, но делает его возможным. Кроме матрицы инцидентности может использоваться Т-список [14]. Применение Т-списка целесообразно в ситуациях, когда важно рассмотреть процессы перехода состояний системы, например, оценить возможность изменения топологии системы электроснабжения или отключения части потребителей. В зависимости от этого формируются разные набор матриц инцидентности и список (Т-список) вероятностей перехода состояний. Выражение перехода состояния в общем виде определяется как:

$$-\lambda_{1,2} \cdot G_1 + \lambda_{2,1} \cdot G_2 = 0, \quad (50)$$

где λ – вероятность перехода между состояниями, знак «-» переход из текущего состояния «1» в новое состояние «2»; G – вероятность нахождения системы в текущем состоянии.

Таким образом, зная топологию сети, параметры схем замещения всех элементов и фактическое напряжение на границе балансовой принадлежности, возможно определить потенциалы в каждом узле системы электроснабжения по выражению:

$$\varphi_n = -(A \cdot Z^{-1} \cdot A^T)^{-1} \cdot A \cdot Z^{-1} \cdot E, \quad (51)$$

где E – вектор напряжения на границе балансовой принадлежности, В; Z – матрица параметров схем замещения элементов ЭТК, Ом; A – матрица инцидентности; n – количество узлов в системе электроснабжения.

Вектор напряжения на границе балансовой принадлежности задается для каждой фазы. При этом напряжение задается только в базисном узле, то

есть на границе балансовой принадлежности и в узлах собственной генерации. Для каждой фазы вектор напряжения будет задаваться следующим образом:

$$E^{\langle A\rangle}=\begin{pmatrix}\mathrm{Re}(U_{ЭС})^{\langle A\rangle}\\ \mathrm{Im}(U_{ЭС})^{\langle A\rangle}\\ 0\\ \vdots\\ 0_{n\cdot 2}\end{pmatrix};E^{\langle B\rangle}=\begin{pmatrix}\mathrm{Re}(U_{ЭС})^{\langle B\rangle}\\ \mathrm{Im}(U_{ЭС})^{\langle B\rangle}\\ 0\\ \vdots\\ 0_{n\cdot 2}\end{pmatrix};E^{\langle C\rangle}=\begin{pmatrix}\mathrm{Re}(U_{ЭС})^{\langle C\rangle}\\ \mathrm{Im}(U_{ЭС})^{\langle C\rangle}\\ 0\\ \vdots\\ 0_{n\cdot 2}\end{pmatrix}, \quad (52)$$

где <A>, <B>, <C> – принадлежность к фазам A, B и C соответственно.

Общая матрица сопротивлений элементов формируется с использованием результатов расчета параметров схем замещения отдельных элементов. При этом данная матрица является квадратной, а каждый элемент также описывается квадратной матрицей, как это было представлено ранее. Ключевой особенностью формирования матрицы сопротивления является необходимость жесткого следования соответствия матрице инцидентности, когда каждой ветви соответствует свой номер, что позволяет не допустить ошибки в процессе расчета. В общем виде матрица сопротивлений для схемы замещения ЭТК НДП имеет следующий вид:

$$Z=\begin{bmatrix} R_1 & \pm X_1 & 0 & 0 & 0 & 0\\ \pm X_1 & R_1 & 0 & 0 & 0 & 0\\ 0 & 0 & \ddots & & 0 & 0\\ 0 & 0 & & \ddots & 0 & 0\\ 0 & 0 & 0 & 0 & R_m & \pm X_m\\ 0 & 0 & 0 & 0 & \pm X_m & R_m \end{bmatrix}, \quad (53)$$

где, m – количество ветвей схемы общей схемы замещения ЭТК НДП.

При формировании матрицы сопротивлений важным фактором является приведение всех величин сопротивления к единому базисному уровню, как правило, преобразование производится до напряжения источников питания.

Размерность матриц определяется в зависимости от количества узлов в схеме замещения ЭТК НДП, поэтому важно при первичном формировании матриц максимально упросить схему замещения путем комбинирования последовательно и параллельно соединенных элементов и представить УЭЦН в соответствии со схемой замещения аналогичной статической нагрузки. Недопустимыми к комбинированию считаются потребители или группы потребителей, для контроля электропотребления которых установлена

система АСТУЭ или АСКУЭ, так как это позволяет верифицировать результаты расчета. Также нежелательно комбинирование элементов, электропотребление которых является частью технологического процесса и (или) значимо для НДП в задачах повышения энергетической эффективности. В таком случае множество значений мощности потребителей трансформаторных подстанций (*П*) имеет вид:

$$П = \left\{ \dot{П}_1^{<\text{Т}>}, \dot{П}_2^{<\text{К}>}, ..., \dot{П}_i^{<\text{Тп}>} \right\}, \tag{54}$$

где верхний индекс <Т> и <К> обозначают принадлежность к данным, полученным с приборов технического и коммерческого учета соответственно; верхний индекс <Тп> обозначает принадлежность потребителя к технологическому процессу предприятия.

Следующий этап заключается в расчете падения напряжения во всех ветвях схемы замещения ЭТК НДП. Падение напряжения определяется как разность потенциалов узлов схемы замещения. Расчет производится в соответствии со следующими выражениями:

$$\Delta U^{\langle \text{А} \rangle} = \varphi_{n\text{Н}}^{\langle \text{А} \rangle} - \varphi_{n\text{К}}^{\langle \text{А} \rangle} = \begin{pmatrix} \text{Re}(U_{\text{ЭС}})^{\langle \text{А} \rangle} - \varphi_1^{\langle \text{А} \rangle} \\ \text{Im}(U_{\text{ЭС}})^{\langle \text{А} \rangle} - \varphi_2^{\langle \text{А} \rangle} \\ \vdots \\ \text{Re}(\varphi_{n-1})^{\langle \text{А} \rangle} - \text{Re}(\varphi_n)^{\langle \text{А} \rangle} \\ \text{Im}(\varphi_{n-1})^{\langle \text{А} \rangle} - \text{Im}(\varphi_n)^{\langle \text{А} \rangle} \end{pmatrix}, \tag{55}$$

$$\Delta U^{\langle \text{В} \rangle} = \varphi_{n\text{Н}}^{\langle \text{В} \rangle} - \varphi_{n\text{К}}^{\langle \text{В} \rangle} = \begin{pmatrix} \text{Re}(U_{\text{ЭС}})^{\langle \text{В} \rangle} - \varphi_1^{\langle \text{В} \rangle} \\ \text{Im}(U_{\text{ЭС}})^{\langle \text{В} \rangle} - \varphi_2^{\langle \text{В} \rangle} \\ \vdots \\ \text{Re}(\varphi_{n-1})^{\langle \text{В} \rangle} - \text{Re}(\varphi_n)^{\langle \text{В} \rangle} \\ \text{Im}(\varphi_{n-1})^{\langle \text{В} \rangle} - \text{Im}(\varphi_n)^{\langle \text{В} \rangle} \end{pmatrix}, \tag{56}$$

$$\Delta U^{\langle \text{С} \rangle} = \varphi_{n\text{Н}}^{\langle \text{С} \rangle} - \varphi_{n\text{К}}^{\langle \text{С} \rangle} = \begin{pmatrix} \text{Re}(U_{\text{ЭС}})^{\langle \text{С} \rangle} - \varphi_1^{\langle \text{С} \rangle} \\ \text{Im}(U_{\text{ЭС}})^{\langle \text{С} \rangle} - \varphi_2^{\langle \text{С} \rangle} \\ \vdots \\ \text{Re}(\varphi_{n-1})^{\langle \text{С} \rangle} - \text{Re}(\varphi_n)^{\langle \text{С} \rangle} \\ \text{Im}(\varphi_{n-1})^{\langle \text{С} \rangle} - \text{Im}(\varphi_n)^{\langle \text{С} \rangle} \end{pmatrix}, \tag{57}$$

где $\varphi_{n\text{Н}}$ – вектор потенциала узлов начала ветви, В; $\varphi_{n\text{К}}$ – вектор потенциала узлов конца ветви, В; φ_n – потенциал конца ветви, для линий электропередачи является вычисляемой величиной, для электрической нагрузки равен 0, В;

φ_{n-1} – потенциал начала ветви, с учетом падения напряжения на предыдущих элементах схемы замещения ЭТК НДП.

Таким образом, зная величины падения напряжения в каждой линии схемы замещения ЭТК НДП, используя закон Ома, можно определить величины потерь и потребления с учетом специфики распределения электрических мощностей [14, 27, 37]. В таком случае уравнение баланса мощности записывается следующим образом:

$$\sum \dot{S}_{\Gamma} = f(A, Z, E, \Delta U) = \sum_{i=1}^{m}(P_m) \pm i\sum_{i=1}^{m}(Q_m). \quad (58)$$

Следует учитывать, что при описанном методе оценки потребления и распределения электроэнергии, мощность именно потерь определяется только на тех элементах, которые не комбинировались как соединенные объекты схем замещения и описаны в соответствии со схемой замещения статической нагрузки. Важный акцент следует сделать на том, что для НДП в стремлении повышения энергетической эффективности важно снижать потребление именно полной мощности по двум причинам. Первая причина является «локальной» и зависит от типа договора с поставщиком электроэнергии. Если оплата производится только за активную мощность, величиной реактивной составляющей условно можно пренебречь. Вторая причина заключается в снижении токовой нагрузки в линиях электропередачи, что вносит существенное влияние на величину суммарного потребления электрической мощности.

Основываясь на анализе существующих методов и средств контроля потребления и распределения электроэнергии, можно сделать вывод о том, что текущие оптимизационные мероприятия в рамках ЭТК НДП, как правило, сводятся к минимизации потребления электроэнергии отдельных потребителей электроэнергии [51, 70]. При этом в рамках повышения энергетической эффективности ЭТК НДП не учитываются процессы распределения электроэнергии. Безусловно, изменение режима работы НДП без вмешательства в уровень технологического процесса (рис. 1.1) невозможно. Но и с применением текущего способа добычи нефти нельзя

утверждать, что процесс подъема жидкости осуществляется всегда в оптимальном режиме. Поэтому интеллектуальная структура системы управления должна в своем составе учитывать не только технологический процесс добычи нефти с их вспомогательными компонентами, но и процессы потребления электрических мощностей скважинным фондом и распределения электроэнергии в рамках всего ЭТК, вплоть до границы балансовой принадлежности или до участка распределительных сетей нефтяного куста (месторождения) нефти.

2.3 Разработка структуры системы интеллектуального управления ЭТК НДП

На текущий момент электрооборудование каждой скважины регулируется через станцию управления, при этом режим работы задается вручную, непосредственно на участке добычи нефти. Нужно также учитывать, что избавиться от станции управления невозможно по причине реализации в ее составе функционально значимых защит для погружного электрооборудования, а замена на иное устройство является экономически нецелесообразным решением. Изменение режима работы происходит 1 раз в месяц или реже, в соответствии с планом технологического процесса добычи нефти. План технологического процесса для НДП — это величина суммарного объема нефтяной жидкости, которую необходимо добыть в течение месяца в рамках нефтяного куста или месторождения с учетом локальных ограничений для каждой скважины, действуя по технологической карте. Текущий подход задания режима работы нефтяной скважины не дает уверенности в оптимальности функционирования электрооборудования в связи с физической невозможностью постоянного присутствия персонала на объектах нефтедобычи. Для решения сложившейся ситуации была разработана структура системы интеллектуального управления ЭТК НДП (рисунок 2.8).

Создание централизованной структуры системы управления ЭТК НДП позволит задавать режим работы каждой скважины. Такой подход дает

возможность поддерживать оптимальный режим работы каждой скважины, сохранять технологические показатели добычи нефти, отслеживать реальное электропотребление. Перечисленные факторы также позволят оценить энергетические показатели каждой скважины с позиции удельного электропотребления. Возможность контроля потребления и распределения электроэнергии при поддержании технологического режима работы скважинного фонда позволяет оптимизировать удельное электропотребление на уровне всего ЭТК НДП (рис. 1.1).

В электроэнергетике основные принципы цифрового управления определяются стандартом МЭК 61850 [59-68]. Данный стандарт закладывает принципы децентрализованного управления, что позволят достигать желаемого уровня гибкости, отказоустойчивости и снижения нагрузки на уровень распределительных сетей. Но следует учитывать, что отдельные узлы цифровой электроэнергетической системы, то есть цифровые подстанции, являются локальными центрами принятия решений. На отраслевых предприятиях основными потребителями электроэнергии являются скважины, которые управляются по децентрализованному принципу через станции управления, что обеспечивает гибкость системы, которая достигается за счет реагирования на изменения в скважине через реализацию соответствующих защит и отказоустойчивость, так как выход из строя одной скважины не сказывается на работоспособности другой. Однако децентрализованный способ управления скважинным фондом не влияет на снижение нагрузки на сеть распределения электроэнергии в связи с отсутствием средств учета и контроля потерь электрической мощности. В связи с этим в ЭТК НДП для принятия оптимизационных решений в задачах повышения энергетической эффективности требуется реализовывать централизованный способ управления нефтяного куста или месторождения, что не противоречит текущему принципу функционирования НДП при составлении технологических карт добычи нефти. Разработка новой структуры системы интеллектуального управления ЭТК НДП также необходима с позиции

повышения уровня цифровизации промышленных предприятий, если ориентироваться на «Энергетическую стратегию Российской Федерации до 2035 года». Разработка централизованной структуры опирается на стандарт о цифровых подстанциях МЭК 61850, где выделяется 3 уровня (процесса, присоединения и станции) и 2 шины (процесса и станции). Если уровень и шины станции функционируют на НДП в виде серверов и автоматизированных рабочих мест (АРМ), то уровни присоединения и процесса не выделить, так как между всеми уровнями отсутствует постоянная информационная связь. Отсутствие уровня процесса и соответствующей шины объясняется невозможностью реализации таких функций в скважинном оборудовании, в соответствии со стандартом МЭК 61850.

Если преобразователь частоты (ПЧ) в составе СУ условно может выполнять функции уровня процесса и присоединений, то задачи шины процесса ни один из элементов выполнять не может, то есть отсутствует возможность передачи и обработки актуальной информации. Для решения этой проблемы внедряется программируемый логистический контроллер (ПЛК), который условно выполняет функции уровня присоединений и шины процесса. Тогда через ПЛК имеется возможность задания режима работы каждой скважины и осуществление коммуникации с верхним уровнем. Представленную на рисунке 2.8 структуру системы управления можно считать централизованной, так как ЭТК отдельных кустов или месторождений между собой не связаны и их режимы работы задаются разными технологическими картами (ТК).

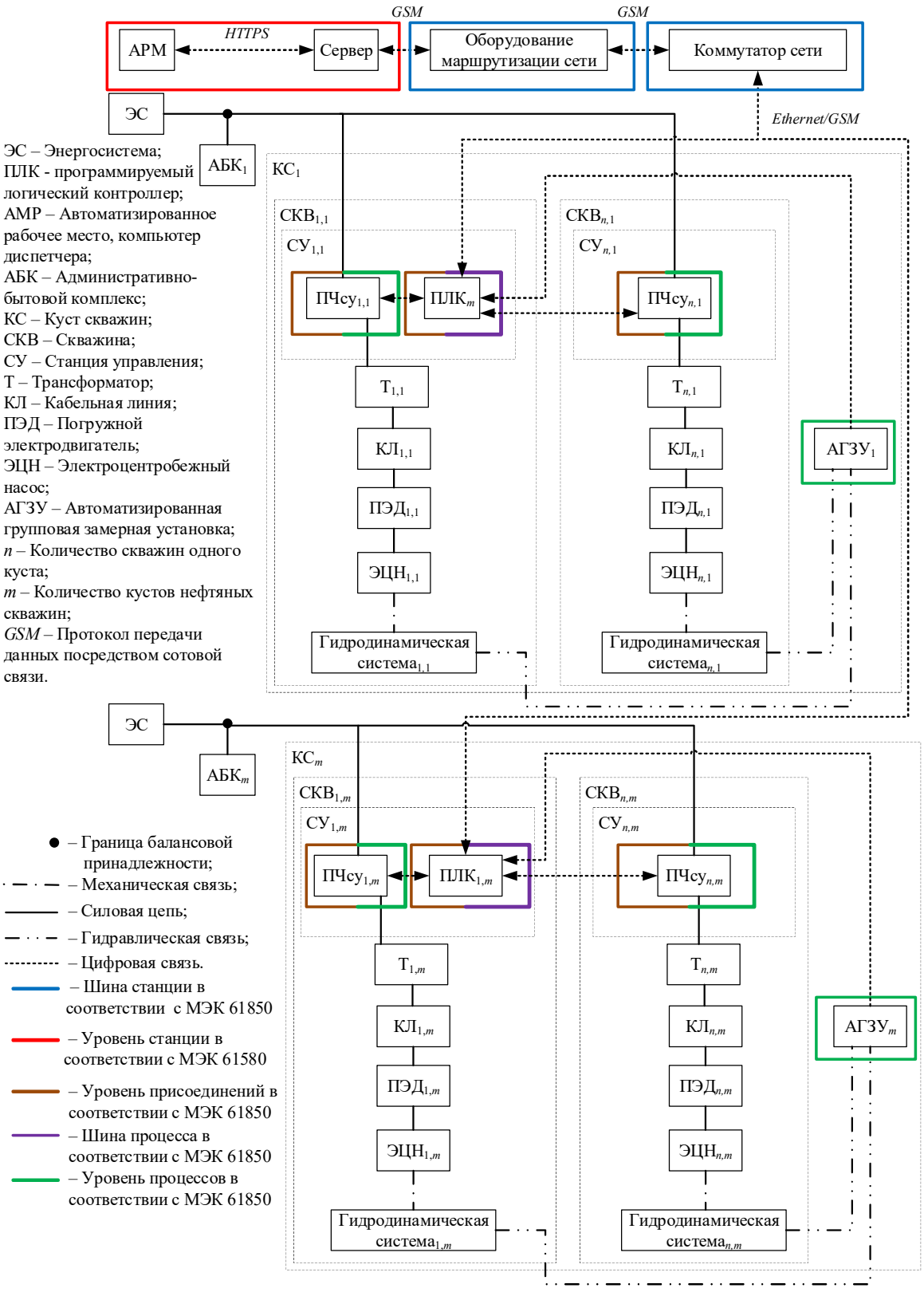


Рисунок 2.8 – Структура системы управления ЭТК НДП

Так как центром управления режимом работы ЭТК нефтяного куста или месторождения является ПЛК, который определяет для каждой скважины оптимальный режим работы, а управление каждым нефтяным кустом или

месторождением осуществляется с уровня станции, имеется возможность организации обратной связи процесса добычи нефти для электрооборудования с параметрами гидродинамической системы. Параметры гидродинамической системы определяются в автоматизированной групповой замерной установке (АГЗУ) НДП. Создание обратной связи электрооборудования скважины с гидродинамической системой через ПЛК позволяет поддерживать постоянно оптимальный режим работы каждой скважины. Организация такой обратной связи напрямую с АГЗУ невозможна в современных СУ. При этом СУ имеют возможность подключения ПЛК для различных целей, в том числе, для расширения технических возможностей [71-74]. При этом разработанная структура может применяться в любых ЭТК НДП, где в качестве основного устройства добычи нефти используется электрический привод с ПЧ. На рисунке 2.9 представлена схема получения и передачи данных для задания режима работы УЭЦН с использованием модернизированной структуры системы управления ЭТК НДП.

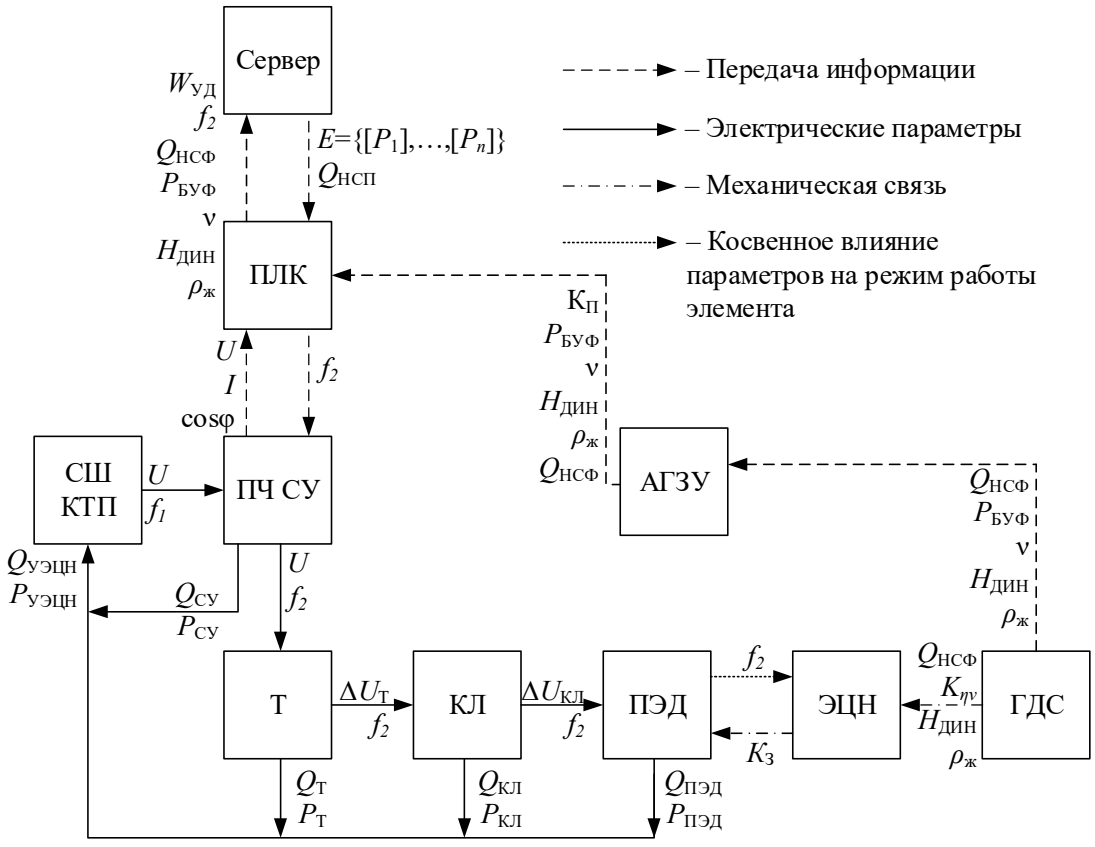


Рисунок 2.9 – Схема получения и передачи данных для задания режима работы УЭЦН используя структуру системы управления ЭТК НДП

Таким образом, появляется возможность реализации управления скважинным фондом всего нефтяного куста (месторождения) через ПЛК, при этом учитываются данные о гидродинамической системе. Параметры гидродинамической системы в таком случае могут учитываться в ПЛК с максимально возможной дискретизацией сбора данных на АГЗУ, что ранее не было реализовано. При имеющейся возможности управления скважинами, следовательно, технологическим процессом, можно сделать ЭТК НДП более энергоэффективным. Для этого нужно изменять загрузку скважин, чтобы сократить потери электроэнергии на этапе ее распределения. При этом нужно сохранять требуемый уровень добычи нефти куста или месторождения. Также нужно учитывать топологию и состав электрооборудования в ЭТК НДП, принимая во внимание потребление электроэнергии каждым элементом электрической сети.

Выводы по главе 2

1. Представлен модифицированный способ представления системы УЭЦН в виде статической нагрузки с оборудованием любого типоразмера. Представлен способ описания установки электроприводного центробежного насоса в виде статической нагрузки для упрощения анализа потребления и распределения электроэнергии в рамках всего ЭТК НДП.

2. Представлен метод расчета потребления и распределения электроэнергии в рамках всего ЭТК НДП с применением матрично-топологического подхода. Такой способ позволяет анализировать не только суммарное потребление, но и оценить величину потерь электрической мощности каждого элемента.

3. Разработана структура системы интеллектуального управления ЭТК НДП посредством включения ПЛК в действующую систему, как способ внедрения инструмента централизованного управления. Представленная структура позволяет повысить уровень цифровизации технологического процесса добычи нефти, при этом базируется на принципах стандарта МЭК 61850. Разработанное решение позволяет поддерживать оптимальный режим

работы электрооборудования каждой скважины за счет наличия обратной связи с гидродинамической системой через АГЗУ. Также предложенное решение обладает технической возможностью повышения энергетической эффективности всего ЭТК НДП, а не только электрооборудования его скважинного фонда.

3 МЕТОДИКА ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

В вопросах повышения энергетической эффективности нефтедобывающего предприятия необходимо: провести анализ энергоемкости производства; дифференцировать потребителей электроэнергии по возможности изменения режима работы; оптимизировать режимы работы [75-77]. Рассматривая ЭТК НДП, где основным потребителем электроэнергии является погружное электрооборудование, можно утверждать, что достижение энергоэффективного режима работы каждой скважины является оптимальным режимом для всего ЭТК НДП [51, 70]. Однако при таком подходе не рассматриваются процессы распределения электроэнергии в ЭТК НДП, следовательно, не учитываются потери электроэнергии в распределительной сети, которые существенно влияют на общее потребление в соответствии с выражениями (5, 18, 28). В таком случае целесообразно режим работы скважинного электрооборудования определять в первую очередь с учетом технологических ограничений (целевого показателя добычи нефти для месторождения, каждой скважины и параметров гидродинамической системы) и процессов распределения электроэнергии.

Тогда повышение энергетической эффективности ЭТК НДП определяется следующей оптимизационной задачей:

$$\begin{cases} \dot{S} = f(C,U,Z) \to \min; \\ \sum_{i=1}^{n} Q_{\text{Н}i} = \text{const}; \\ P_{\text{БУФ}} \approx \text{const}; \\ H_{\text{ДИН}} \approx \text{const}; \\ \rho_{\text{Ж}} \approx \text{const}; \\ f_2 = \text{var}; \\ H_i = f(Q_{\text{Н}i}) \cdot \left(\frac{f_{2i}}{50}\right)^2 \geq H_{i\min}. \end{cases} \quad (59)$$

При такой формулировке оптимизационной задачи значимым допущением является отсутствие изменения потребления электроэнергии у потребителей, которые могут определяться как статическая нагрузка и которые не связаны с технологическим процессом добычи нефти. Следует также понимать, что реализация описанной оптимизационной задачи возможна в случае, если на производстве имеются системы поддержания технологического процесса добычи нефти.

Чтобы обеспечить возможность реализации сформулированной оптимизационной задачи, требуется производить контроль технологических параметров, который осуществляется в АГЗУ. Мониторинг параметров также необходим для недопущения аварийных ситуаций и остановки технологического процесса добычи нефти. В используемых (рис. 1.1) системах управления ЭТК НДП, а именно, на СУ, отсутствуют данные о технологическом режиме работы. А потому в действующей структуре системы управления ЭТК НДП фактические данные о гидродинамической системе скважины являются фактором информационной неполноты, что нивелируется с применением разработанной структуры системы управления ЭТК НДП (рис. 2.8), так как появляется обратная связь с датчиков АГЗУ, и может быть обработана в ПЛК. Однако нерешаемой проблемой остается низкая дискретность сбора данных на АГЗУ, что вносит ограничения по скорости изменения частоты питающего напряжения на каждой скважине для достижения энергоэффективного режима работы ЭТК НДП.

3.1 Задача учета факторов информационной неполноты в задаче повышения энергетической эффективности

Наиболее распространенным фактором информационной неполноты является отсутствие данных о гидродинамической системе для принятия оптимизационных решений с целью повышения энергетической эффективности. Данный фактор является следствием динамических процессов при добыче нефти. Всесторонняя оснащенность каждой скважины системами телеметрии даже при текущей структуре системы управления скважинным

электрооборудованием не противодействует ситуации отсутствия актуальных данных с АГЗУ для принятия решений о проведении оптимизационных действий. Данный эффект возникает по трем причинам: 1) низкая дискретность сбора данных на АГЗУ; 2) человеческий фактор при анализе режимов работы отдельной скважины; 3) отсутствие инструментов синхронизации времени в системе сбора и хранения информации.

Фактор низкой дискретности сбора данных о гидродинамической системе обусловлен особенностями и методами работы АГЗУ [78]. При этом увеличение интервалов сбора данных может привести к снижению точности изменений, так как полученные результаты являются усредненным значением, либо к значительному увеличению стоимости. Однако, даже увеличение дискретности сбора данных не позволит избавиться от фактора информационной неполноты, так как остается нерешенным вопрос о синхронизации по времени данных и человеческим фактором при обработке результатов замера.

Учитывая вышесказанное, с применением разработанной структуры системы управления ЭТК НДП (рис. 2.8) требуется собирать данные с АГЗУ с минимально возможным дискретом, то есть раз в час, как это реализовано в большинстве современных решений. При получении данных о гидродинамической системе потребуется обработать их автоматизированно на ПЛК для определения энергетической эффективности текущего режима работы каждой скважины и возможности проведения дальнейших оптимизационных действий, направленных на снижение потребления электроэнергии на границе балансовой принадлежности ЭТК НДП. Графически описанное можно представить в виде блок-схемы алгоритма задания режима работы погружного электрооборудования при наличии обратной связи от АГЗУ на рисунке 3.1.

Представленный алгоритм в виде блок-схемы (рис. 3.1) разъясняет процесс задания режима работы погружного электрооборудования через ПЛК с изменением частоты питающего напряжения с возможностью получения

актуальной информации о ГДС. Блоки разработанного алгоритма выполняют следующие функции:

Блок 1. Так как представленная блок-схема является двухитерационной, в первом блоке задается индикатор итераций (i), равный 0. Индикатор итераций может принимать значение 0 и 1. При i=1 подразумевается, что производится выполнение второй итерации;

Блок 2. Выполняется сбор информации о ГДС и электрооборудовании каждой скважины. Необходимыми данными об электро-, электропогружном и погружном оборудовании являются: текущая частота питающего напряжения (f_2); номинальные параметры трансформатора типа ТМПН; сечение погружной кабельной линии ($S_Л$) и ее длина (L); типоразмер двигателя, номинальный ток ($I_{ПЭД}$), коэффициент активной мощности ($\cos\varphi_{ПЭД}$), напряжение ($U_{ПЭД}$), мощность ($P_{ПЭД}$); коэффициенты полиномиальной зависимости КПД насоса от дебита, коэффициент полиномиальной зависимости напорной характеристики в зависимости от дебита. Все параметры всего электрооборудования представлены в виде множества (E), а параметры отдельного типа электрооборудования есть подмножества (P). Необходимыми данными о ГДС являются: плотность поднимаемой жидкости ($\rho_Ж$); буферное давление ($P_{БУФ}$); динамический уровень скважины ($H_{ДИН}$); дебит скважины ($Q_{НС}$). Также важно учитывать глубину скважины для поддержания минимально необходимого напора скважины.

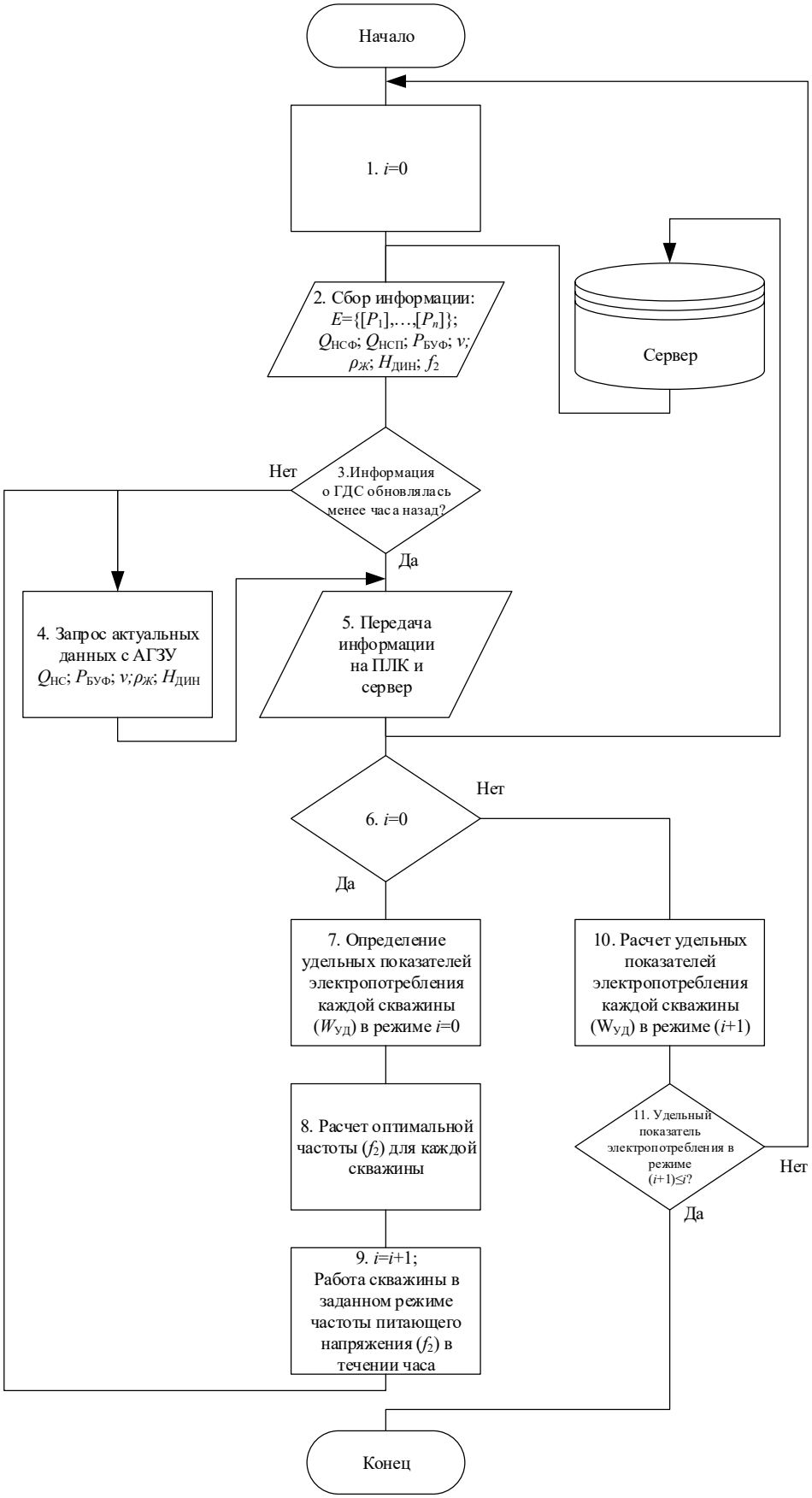


Рисунок 3.1 – Блок-схема алгоритма задания режима работы погружного электрооборудования через ПЛК при наличии обратной связи от АГЗУ

Блок 3. Оценивается актуальность полученной информации со 2 блока.

Блок 4. В случае отсутствия актуальная информация о ГДС, требуется произвести сбор результатов последних замеров с АГЗУ.

Блок 5. Информация об оборудовании и параметрах технологического процесса каждой скважины передается на ПЛК, на сервере обновляются данные с АГЗУ.

Блок 6. При первом выполнении алгоритма (i=0), определяется текущий режим работы каждой скважины.

Блок 7. Расчет удельного показателя электропотребления каждой скважины в текущем режиме работы. Удельным показателем является отношение затраченной электроэнергии к объему добытой нефти.

Блок 8. Рассчитывается оптимальная частота питающего напряжения каждой скважины (f_2). При этом следует понимать, что отдельные скважины уже могут работать в оптимальном режиме работы.

Блок 9. Первая итерация алгоритма, в соответствии с представленной блок-схемой, завершена, поэтому показатель i=i+1. Таким образом, текущим режимом работы является i+1. В заданном режиме работы с пересчитанной частотой питающего напряжения (f_2) каждой скважины требуется работать в течении часа для возможности получения актуальной информации о ГДС с АГЗУ в режиме i+1.

Блок 10. Рассчитываются удельные показатели электропотребления в режиме i+1 с предварительно обновленными данными о ГДС на ПЛК и сервере.

Блок 11. Производится проверка на снижение потребления электроэнергии после подбора оптимальной частоты питающего напряжения (f_2). Если показатель предыдущего режима (i) равен текущему режиму (i+1), это свидетельствует о том, что скважина уже работала в оптимальном режиме. Если оказывается, что предыдущий режим работы был более энергоэффективным, требуется перезапустить алгоритм в соответствии с

представленной блок-схемой. Причиной перезапуска может являться существенное изменение параметров ГДС, в следствии чего заданный ранее режим работы не может считаться оптимальным, для чего и требуется наличие обратной связи от АГЗУ с информационной системой управления электрооборудованием скважинного фонда.

Таким образом, постоянно получая данные о ГДС, можно корректировать режим работы скважинного электрооборудования через ПЛК. Корректирование происходит за счет подбора оптимальной частоты питающего напряжения (f_2), которое задается на станции управления, что возможно реализовать с использованием разработанной структуры системы управления ЭТК НДП в отличие от применяемого на текущий момент децентрализованного управления скважинного электрооборудования.

С организацией возможности получения актуальной информации о ГДС полностью решается проблема информационной неполноты о текущем технологическом режиме каждой скважины, при этом минимизируется человеческий фактор при анализе информации. Однако, имеются ситуации, когда в информационном пространстве предприятия отсутствуют данные о фактически установленном погружном и наземном оборудовании эксплуатируемых скважин [99]. Пример отсутствия данных о скважинном оборудовании для установок типа УЭЦН отражен в приложении А. В такой ситуации задание оптимального режима работы скважины невозможно, в том числе, по причине отсутствия возможности определения удельного показателя электропотребления скважины.

Отсутствие информации о фактически установленном оборудовании скважины не является фактором информационной неполноты, так как является ее следствием. Возникшая ситуация — это фактор информационной неопределенности, так как можно предположить, какое оборудование используется. Вмешательство оператора в работу системы недопустимо. Требуется разработка методов учета информационной неопределенности при

отсутствии информации о фактически установленном и используемом оборудовании скважинного фонда.

3.2 Метод подбора параметров скважинного оборудования в условиях информационной неопределенности

Зачастую фактором информационной неопределенности является отсутствие достоверного знания о том, какое оборудование используется на скважине для добычи нефти. В связи с этим отсутствует возможность произвести анализ энергетической эффективности скважины, а также невозможно определить оптимальную частоту питающего напряжения. При этом данная проблема возникает только при автоматизации процесса задания оптимального режима работы погружного электрооборудования, так как человек с определенной долей вероятности может предположить и определить, какое оборудование применяется, в том числе, опираясь на результаты расчетов. Однако для задания режима работы в автоматизированном режиме через ПЛК требуется автоматизировать процесс определения параметров установленного оборудования на скважине.

Так как параметры установленного скважинного оборудования можно разделить на группы и выявить между группами корреляционные зависимости, имеется возможность определения параметров оборудования по известным данным о технологическом процессе. Отдельную группу параметров, в соответствии с которыми определяется, какое скважинное оборудование установлено, имеется возможность представить в виде кластера. Кластер – это набор данных, объединенный особыми характеристическими признаками.

Наиболее простым методом кластерного анализа является «метод *k*-средних» [79]. Имеются и другие методы кластеризации [80], однако, для решения поставленной задачи в разработке метода нивелирования информационной неопределенности, которая вызвана отсутствием данных о фактически установленном и используемом оборудовании на скважинах, достаточно использовать именно метод *k*-средних.

Суть метода сводится к определению центров кластеров, в первом приближении случайным образом с минимальным расстоянием до крайних значений. Математически данный метод описывается следующим выражением:

$$V = \sum_{i=1}^{k} \sum_{x \in C_i} (x - m_i)^2 , \qquad (60)$$

где k – число найденных кластеров; C_i – выделенные кластерные зоны; x – векторы, принадлежащие одному кластеру; m_i – центры масс всех векторов из кластера.

Сложность применения кластерного анализа заключается в необходимости выявления общих признаков у исследуемой группы значений. Так как нефтедобывающая скважина состоит из нескольких элементов, которые оказывают взаимное влияние друг на друга, то необходимо для одного элемента выявить наиболее значимые параметры. Под значимыми параметрами понимаются данные о ГДС или электротехнические величины, которые требуется учитывать при новом проектировании на этапе проведения инженерных расчетов. Для этого вводятся коэффициенты, которые учитывают наиболее значимые параметры, влияющие на выбор рассматриваемого элемента нефтедобывающей скважины. При этом вводимые коэффициенты не имеют физического смысла, они необходимы только как способ совокупного представления о неизвестном по принципу синергетического эффекта.

На примере скважины типа УЭЦН, рассматривая процесс определения сечения кабельной линии для ПЭД, важно учитывать мощность двигателя, длину кабельной линии. Мощность двигателя ($P_{\text{ПЭД}}$) перспективно определяет величину токовой нагрузки, а от длины (L) зависит фактическое напряжение на зажимах двигателя. При этом неявным оказывается зависимость сечения кабельной линии от мощности трансформатора ($S_{\text{Н}}$) и номинального тока станции управления ($I_{\text{СУ}}$). Мощность трансформатора ($S_{\text{Н}}$) косвенно определяет уровень напряжения, ведь чем выше мощность, тем больше напряжение трансформатора типа ТМПН на вторичной обмотке, что было

определено после анализа каталога производителя [81]. Тогда синергетический коэффициент для проведения кластерного анализа с целью определения сечения кабельной линии определяется по выражению:

$$K_{\text{ПЭД}} = \frac{P_{\text{ПЭД}}}{S_{\text{Н}}} \div \frac{L}{I_{\text{СУ}}} \tag{61}$$

Стоит отметить, что длина линии является всегда известным параметром и примерно соответствует глубине скважины. Аналогичным образом определяются коэффициенты для проведения кластерного анализа с целью определения параметров оборудования скважины с использованием следующих выражений:

$$K_{\text{ПЭД}} = \frac{Q_{\text{НС}}}{Q_{\text{МАХ}}}; \tag{62}$$

$$K_{\text{СУ}} = \frac{S_{\text{Н}}}{P_{\text{ПЭД}}} \div L; \tag{63}$$

$$K_{S_{\text{Н}}} = \frac{U_{\text{ДВ}}}{I_{\text{СУ}}} \div L; \tag{64}$$

$$K_{\text{ЭЦН}} = \frac{Q_{\text{НС}}}{H}, \tag{65}$$

где $Q_{НС}$ – фактический дебит скважины, м^3/сут.; $Q_{МАХ}$ – максимальная подача ЭЦН, м^3/сут.; $S_{Н}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА; $P_{ПЭД}$ – номинальная мощность ПЭД, кВт; $U_{ДВ}$ – номинальное напряжение двигателя, В; $I_{СУ}$ – номинальный ток станции управления, А; H – требуемый напор ЭЦН, м.

Найденные коэффициенты сопоставляются с искомыми параметрами, созданный набор данных обрабатывается методом *k*-средних с использованием языка программирования *python*. Полный код исполняемой программы представлен в приложении Б. Результат кластерного анализа для определения параметров оборудования скважин типа УЭЦН в графическом виде представлен на рисунках 3.2-3.6.

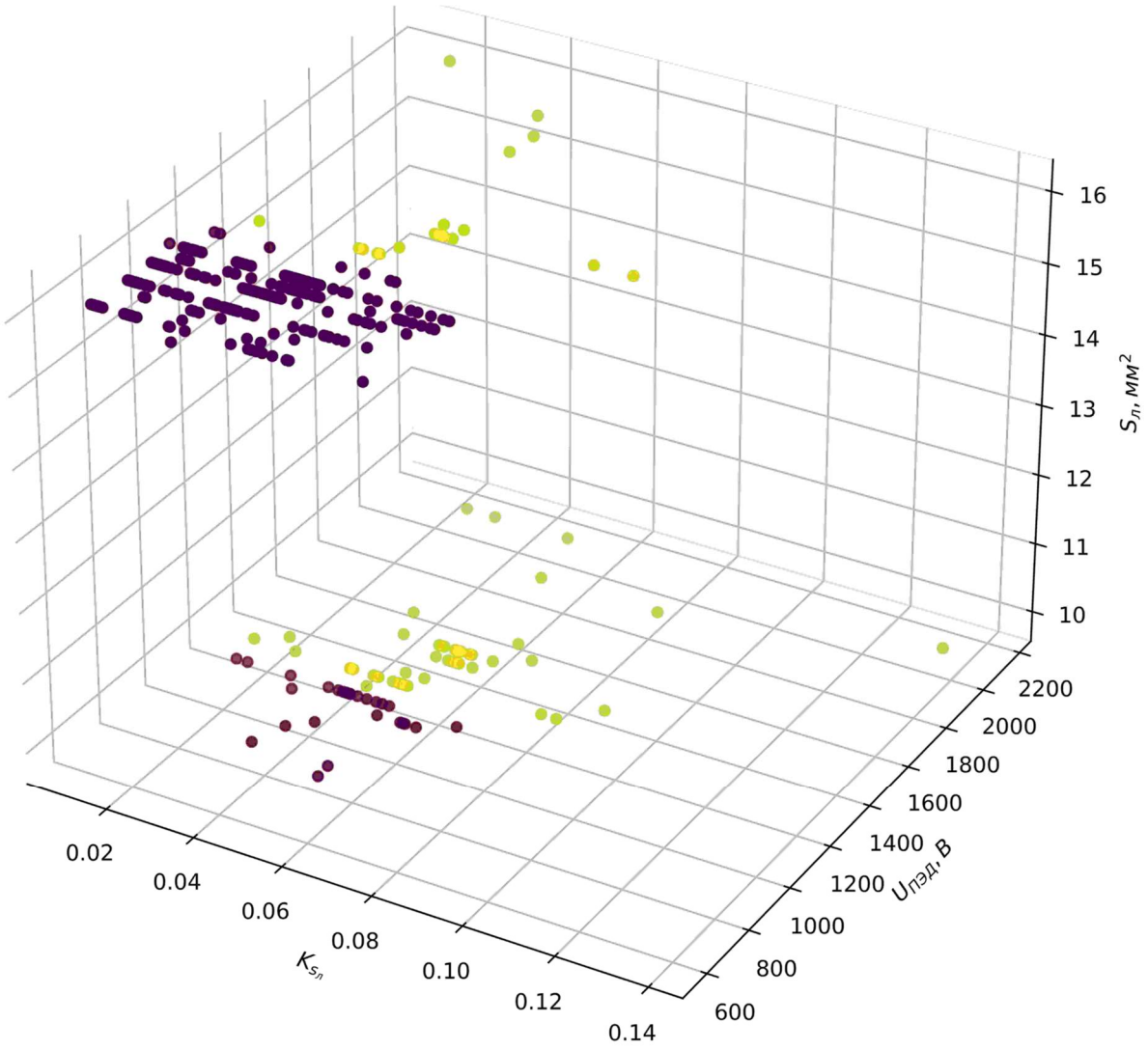


Рисунок 3.2 – Графическое представление результата кластерного анализа методом *k*-средних для подбора сечения кабельной линии

Из графического представления кластерного анализа для подбора сечения кабельной линии видно, что выделено 2 основных кластера. При этом каждый кластер включает в себя оба сечения кабельной линии. Следовательно, используемых данных при кластеризации для прямого выявления зависимостей недостаточно. Производится прямое сопоставление выявленных кластеров с каждой величиной из выражения (61). Выявлено, что при мощности двигателя более 40 кВт всегда выбирается кабель сечением 16 мм^2. Таким образом, полученных результатов достаточно, чтобы сделать вывод о подборе сечения по напряжению и мощности двигателя, а также глубине скважины.

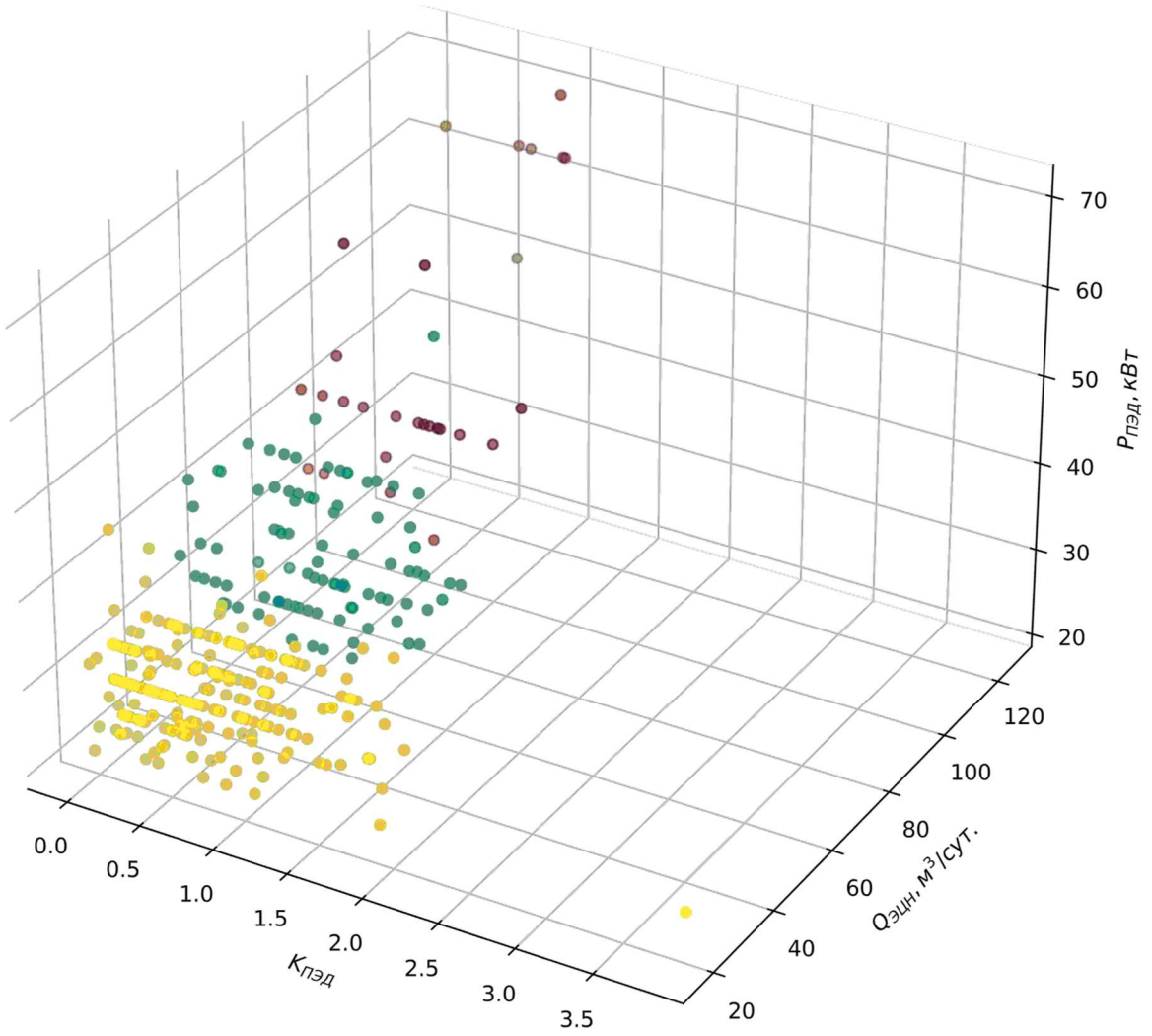


Рисунок 3.3 – Графическое представление результата кластерного анализа методом *k*-средних для подбора мощности погружного двигателя

При кластеризации данных для подбора мощности погружного двигателя выделяется 3 кластера, которые четко разделяются при изменении номинального напора ЭЦН. Таким образом, проведенного анализа достаточно для определения мощности двигателя по производительности электроприводного центробежного насоса.

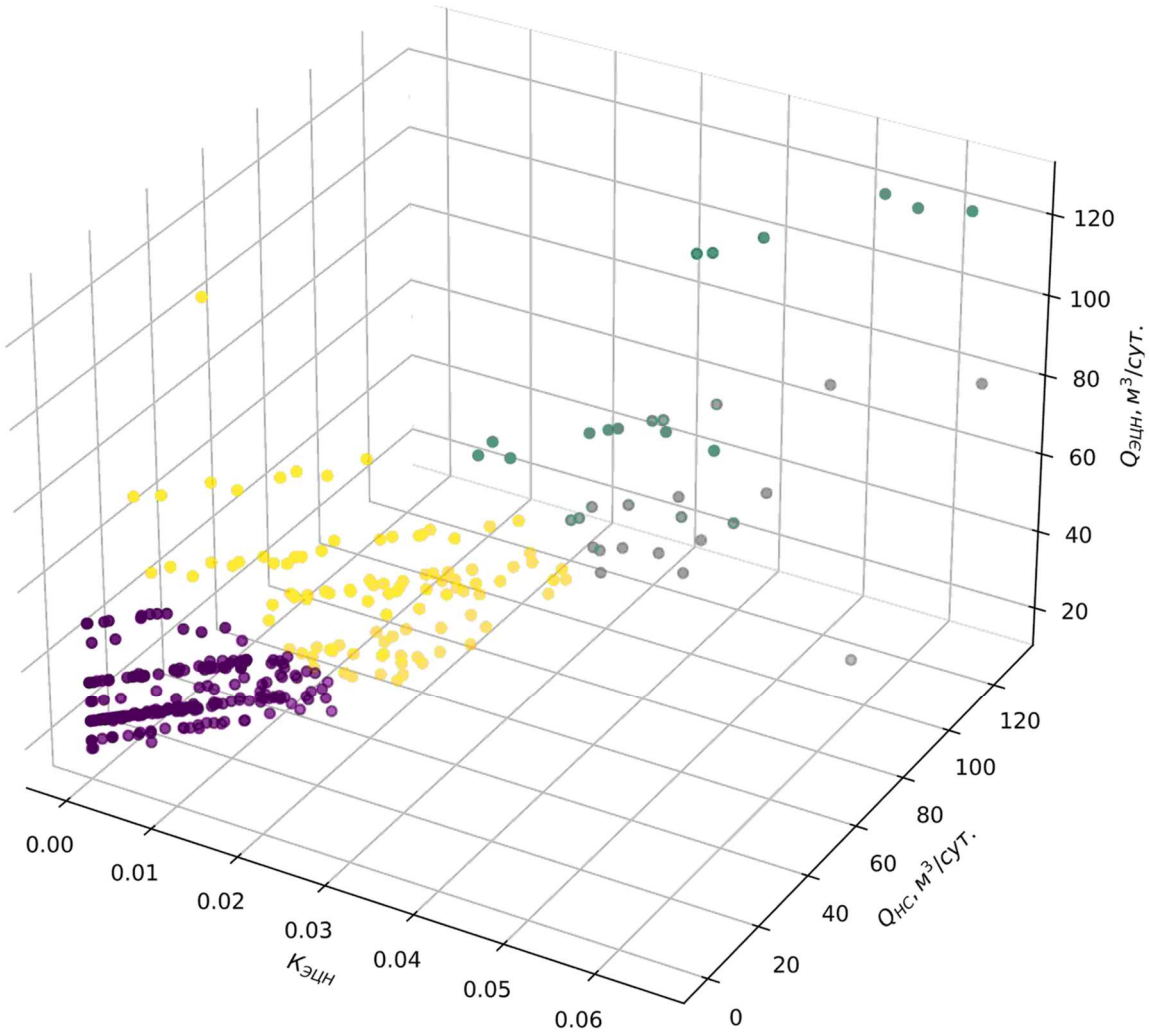


Рисунок 3.4 – Графическое представление результата кластерного анализа методом *k*-средних для подбора номинальной производительности электроприводного центробежного насоса

При кластеризации данных для подбора номинальной производительности электроприводного центробежного насоса выделяется 3 кластера, которые четко разделяются при изменении величины дебита нефти скважины. Полученных результатов анализа данных достаточно для подбора номинальной производительности ЭЦН по дебиту нефти скважины.

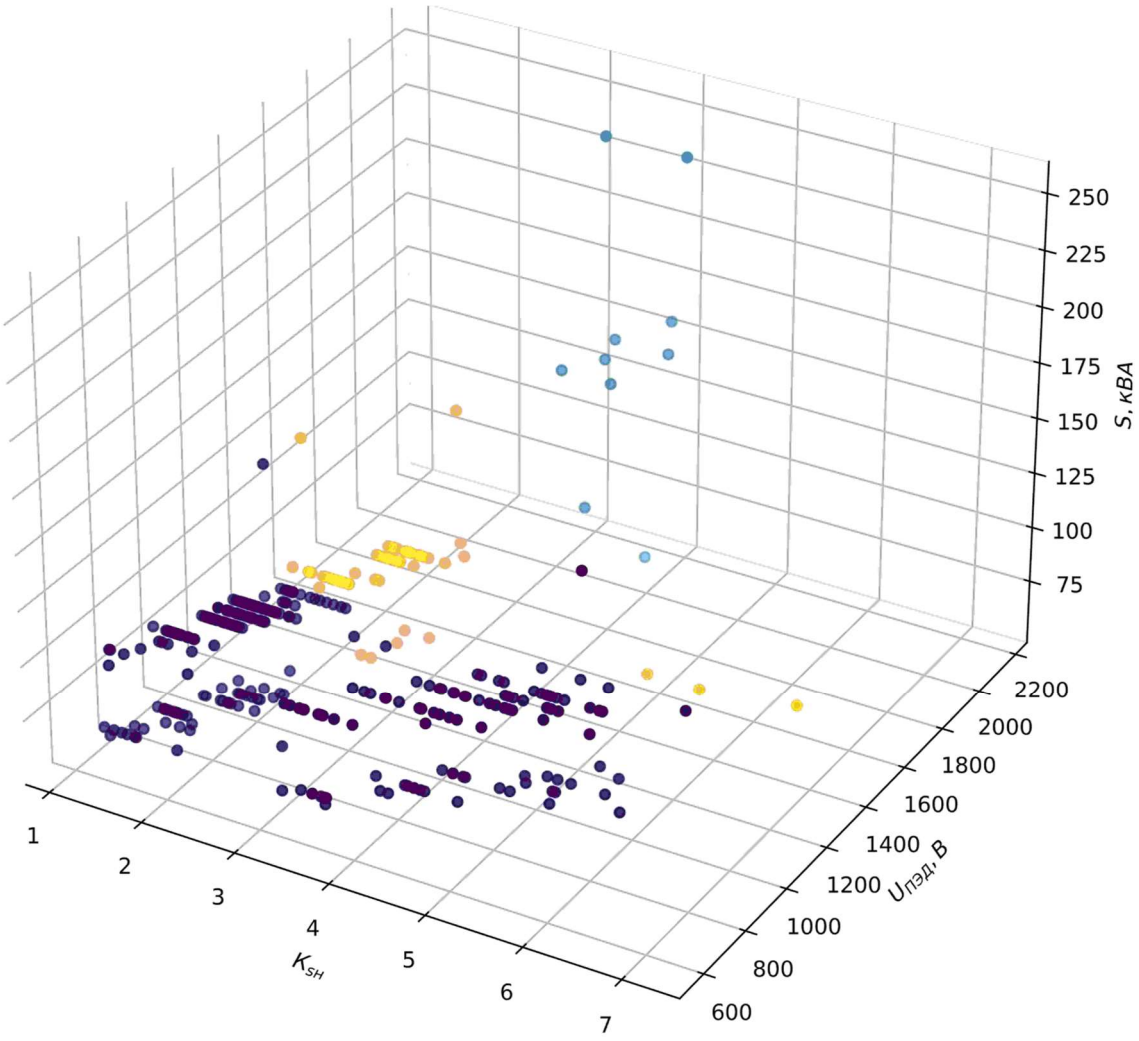


Рисунок 3.5 – Графическое представление результата кластерного анализа методом *k*-средних для подбора мощности трансформатора

При кластеризации данных для подбора номинальной мощности трансформатора выделяется 3 кластера. Анализ показал, что на подбор трансформатора для УЭЦН в большей степени оказывает влияние напряжение погружного электродвигателя. Обусловлено это, в том числе, тем, что трансформаторы большей мощности имеют повышенное номинальное напряжение. Данный факт ярко отражается в номинальных характеристиках трансформаторов типа ТМПН [101]. Таким образом, для подбора мощности трансформатора достаточно данных о глубине скважины, что коррелирует с падением напряжения в линии электропередачи, и номинального напряжения погружного электродвигателя.

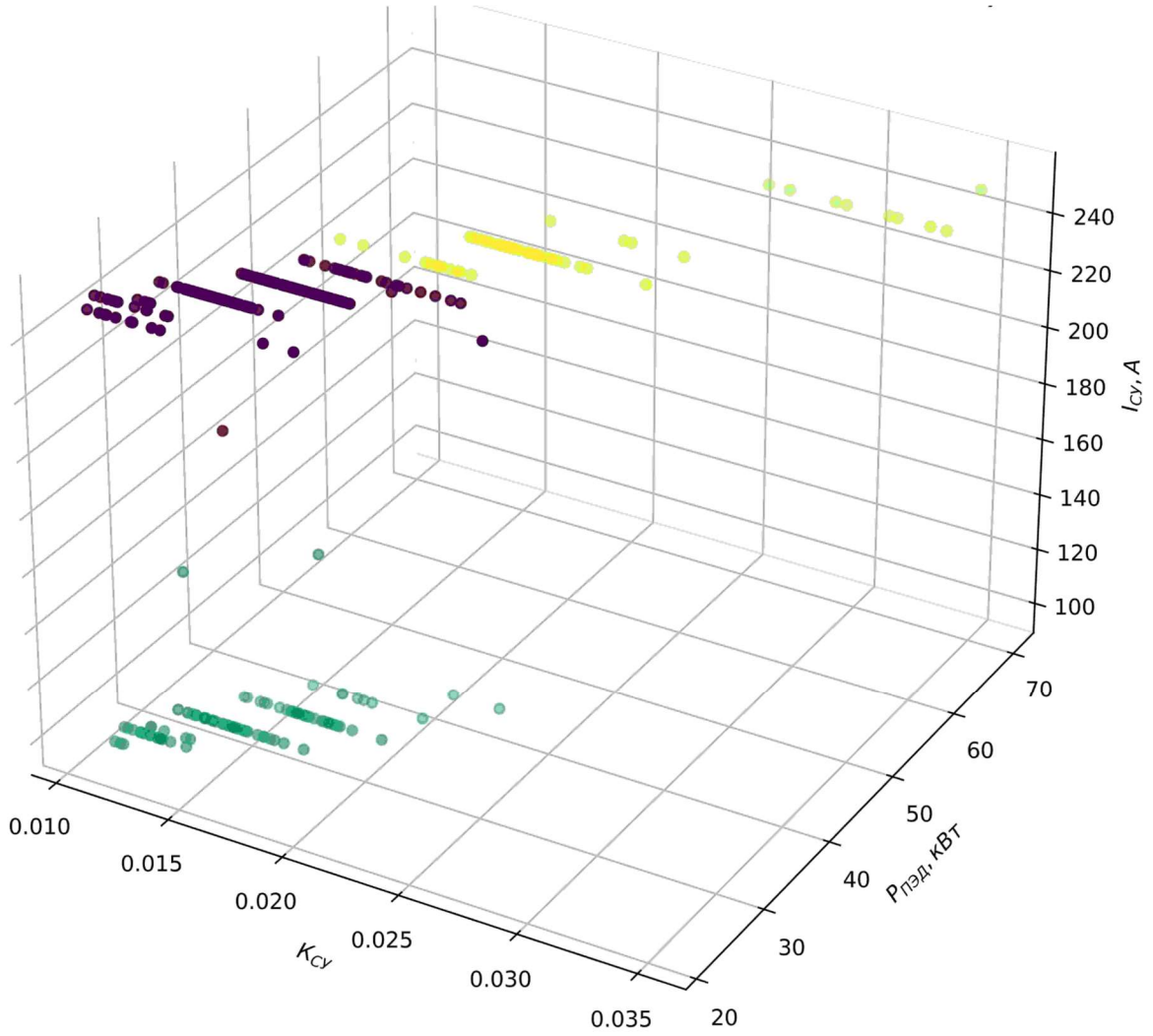


Рисунок 3.6 – Графическое представление результата кластерного анализа методом *k*-средних для подбора номинального тока станции управления

При кластеризации данных для подбора номинального значения тока станции управления выделяется 3 кластера. При этом фактически видно из графического представления, что выделяется два основных номинала оборудования на 100 и 250 А. При подборе номинала станции управления ориентироваться только на мощность ПЭД невозможно. Производится прямое сопоставление выделенных кластеров с каждой величиной из выражения (63). Выявлено, что при мощности трансформатора меньше 100 кВА и мощности двигателя менее 40 кВт выбирается СУ на 100 А, в остальных случаях на 250 А.

На основании полученных результатов кластерного анализа, а также с учетом особенностей формирования коэффициентов по выражениям (61)-(65) составлена блок-схема алгоритма определения параметров скважинного оборудования с целью обеспечения возможности автоматизации данного процесса (рис. 3.7). При проведении кластерного анализа и формирования блок-схемы алгоритма определения параметров скважинного оборудования также учитывались корреляционные зависимости. В таблице 3.1 приведены наибольшие коэффициенты корреляции между известным и искомыми параметрами оборудования УЭЦН. Именно между представленными величинами (табл. 3.1) наблюдается наибольшая корреляционная зависимость, что также представлено в созданной блок-схеме

Таблица 3.1 – Коэффициенты корреляции между известными и искомыми параметрами оборудования УЭЦН

Известный параметр	$U_{ПЭД}$, В	$Q_{ЭЦН}$, м^3/сут.	$Q_{НС}$, м^3/сут.	$U_{ПЭД}$, В	$P_{ПЭД}$, кВт
Искомый параметр	$S_{КЛ}$, мм^2	$P_{ПЭД}$, кВт	$Q_{ЭЦН}$, м^3/сут.	$S_{Н}$, кВА	$I_{СУ}$, А
Коэффициент корреляции	0,57	0,83	0,67	0,51	0,51

Функции, выполняемые блоками алгоритма (рис. 3.7):

Блок 1. Оценка наличия данных о параметрах ЭЦН для скважины в базе данных предприятия. В случае отсутствия данных выполняется блок 6.

Блок 2. Оценка наличия данных о параметрах ПЭД для скважины в базе данных предприятия. В случае отсутствия данных выполняется блок 9.

Блок 3. Оценка наличия данных о параметрах трансформатора для скважины в базе данных предприятия. В случае отсутствия данных выполняется блок 11.

Блок 4. Оценка наличия данных о параметрах станции управления для скважины в базе данных предприятия. В случае отсутствия данных выполняется блок 13.

Блок 5. Оценка наличия данных о параметрах кабельной линии для скважины в базе данных предприятия. В случае отсутствия данных выполняется блок 15. При наличии данных в блоках 1-5, алгоритм завершен.

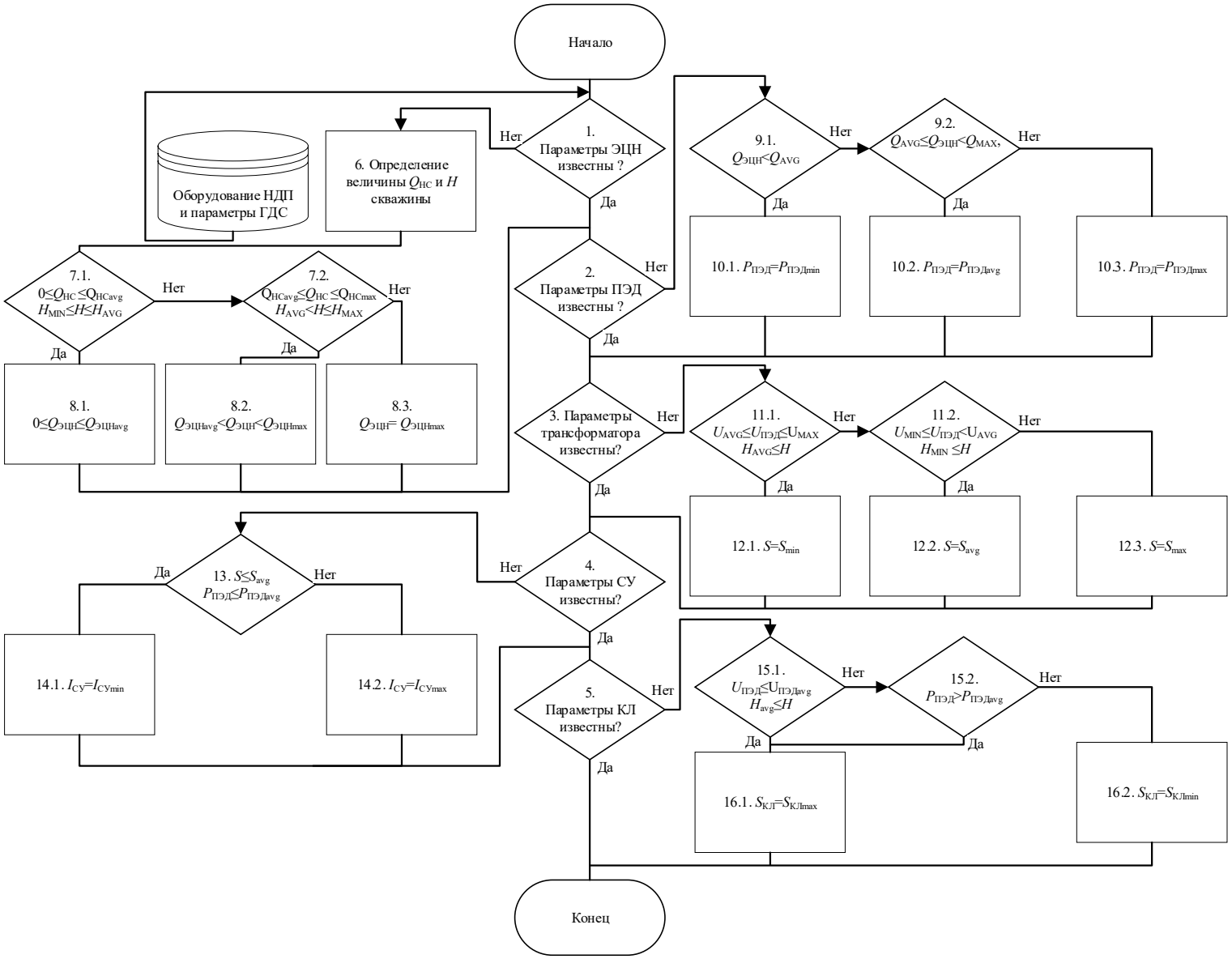


Рисунок 3.7 – Блок-схема алгоритма определения параметров скважинного оборудования

Блок 6. Определяется фактический дебит и напор скважины при использовании имеющейся базы данных и результатов замеров на АГЗУ.

Блок 7. Выявляется диапазон значений, в котором работает ЭЦН.

Блок 8. Подбирается ЭЦН в трех категориях установленного оборудования для добычи нефти.

Блок 9. Определяется, в каком диапазоне значений находится номинальная производительность установленного ЭЦН.

Блок 10. Определяется мощность двигателя в зависимости от производительности ЭЦН. При этом следует понимать, что типоразмер скважины является известным значением, а номинальное напряжение двигателя определяется по ближайшему значению к величине номинального напряжения вторичной обмотки трансформатора ТМПН.

Блок 11. Определяется диапазон напряжения двигателя и глубины скважины. Данные параметры характеризуют возможную мощность трансформатора типа ТМПН.

Блок 12. Подбирается трансформатор по мощности, учитывая номинальное напряжение на зажимах двигателя, что на данном этапе является известным параметром.

Блок 13. Определяется диапазон параметров, которые влияют на подбор станции управления.

Блок 14. Подбирается станция управления в двух категориях установленного оборудования для добычи нефти.

Блок 15. Определяется диапазон параметров, которые влияют на подбор сечения погружной кабельной линии.

Блок 16. Определяется требуемое сечение кабельной линии. Следует понимать, что длина кабельной линии является всегда известным параметром.

Блок-схема алгоритма, как и любой другой алгоритмический процесс, является функцией, то есть описательной моделью разной степени детализации. Любая модель должна оцениваться на адекватность, что является важным критерием, особенно перед внедрением технических решений в

производственный процесс. Особо важно оценить вероятность ложного подбора параметров оборудования в условиях информационной неопределенности.

Разработанная блок-схема алгоритма может быть представлена в виде математической функции с множествами и подмножествами параметров оборудования. Если определить все оборудование как множество E, а параметры оборудования представить в виде подмножества P, тогда:

$$\begin{gathered} E = \{[P_1],...,[P_n]\}; \\ P = \{p_1,...p_n\}; \\ P \subseteq E, \end{gathered} \tag{66}$$

где p_n – искомые параметры P_n оборудования.

При этом следует понимать, что есть известные параметры о скважине, которые могут задаваться в виде множества $P`$ и зависеть от параметров неизвестного множества, то есть:

$$P \setminus P` \tag{67}$$

Таким образом, функция алгоритма должна полностью перекрывать множество P с верхней и нижней границы возможных значений, при поиске параметров одного из элементов скважины УЭЦН. Если представить A, как множество возможных параметров, найденных с помощью алгоритма, то есть результат функции, выполняемой алгоритмом:

$$f(P`) = A = \{a'_1,...,a'_n\}, \tag{68}$$

где a’ – найденные параметры скважинного оборудования с помощью блок-схемы алгоритма.

Следовательно, множество A должно ограничивать множество E:

$$A \subset E. \tag{69}$$

Таким образом, если найденное значение множества A не является верным, то оно априори находится за пределами подмножеств множества E. Следовательно, такой результат является ошибочным по причине нарушения суждения выражения (69). Тогда адекватность модели оценивается с учетом ложного определения параметров скважинного электрооборудования, если

$A \not\subset E$, то $n=n+1$. В таком случае, процент ошибки алгоритма определяется по выражению:

$$\varepsilon = \frac{n}{m} \cdot 100, \tag{70}$$

где m – суммарное количество полученных результатов выполнения алгоритма; n – суммарное количество ошибочных решений.

Не стоит упускать из виду, что при оценке адекватности разработанная модель должна быть применима для конкретного случая [83]. При ином подходе рассматриваемая модель является неприменима, что не говорит о адекватности модели.

Например, для месторождения им. В. П. Сухарева ошибка определения параметров составила 4,464% при выполнении алгоритма для разных элементов скважин суммарно 224 раза. Следовательно, предложенный алгоритм подбора параметров скважинного оборудования на основе кластерного анализа методом k-средних может быть применен при возникновении описанного фактора информационной неопределенности.

Таким образом решается вопрос информационной неполноты для определения и задания режима работы электрооборудования. Однако при задании режима работы каждой скважины не рассматриваются процессы распределения электроэнергии, не учитывается величина потерь электроэнергии, затраченная на передачу. Для анализа процессов в электрических сетях всего ЭТК НДП требуется произвести расчет, который не может быть выполнен мощностями ПЛК в составе станции управления. Невозможность расчета на ПЛК обусловлена низкими вычислительными мощностями оборудования и малой мультизадачностью [89]. Использовать ПЛК с большими вычислительными мощностями не является возможным в связи с габаритными ограничениями при установке в корпусе одной из СУ на месторождении. Следовательно, данный расчет требуется производить мощностями серверного оборудования. Оборудование современных серверов позволяет производить сложные математические вычисления, что снимает ограничения с размерности матриц при матрично-топологическом методе

расчета. Если все вычисления, в том числе, для задания режима работы оборудования будут производиться на сервере, то ПЛК остается подобрать оптимальный режим работы каждой скважины в соответствии с актуальными данными о технологическом режиме работы. При этом подбор режима работы каждой скважины должен осуществляться по заранее подготовленному набору данных, то есть энергетическому профилю скважины (ЭПС). Тогда определение оптимального режима скважины для поддержания заданных энергетических показателей займет минимум времени и не потребует производить дополнительные расчеты оптимальной частоты питающего напряжения.

3.3 Оптимизация режима работы ЭТК НДП на основе применения энергетических профилей скважин

Энергетический профиль скважины (ЭПС) не является общепринятым термином и вводится впервые [90]. Под ЭПС понимается набор параметров для управления режимом работы электрооборудования в сопоставлении с параметрами гидродинамической системы. При этом в ЭПС учитываются показатели удельного электропотребления после изменения режима работы электрооборудования таким образом, чтобы процесс добычи нефти на каждой скважине стремился к максимуму энергоэффективности. Имея в памяти ПЛК набор заранее рассчитанных параметров, существенно сокращается процесс определения оптимального режима каждой скважины, так как в алгоритме, блок-схема которого представлена на рисунке 3.1, блоки 7-11 могут быть заменены на один, задачей которого будет являться поиск оптимального режима работы по известным параметрам ГДС и требуемому показателю дебита скважины. Такой подход в последствии также позволяет упросить и ускорить процесс оптимизации режима работы всего ЭТК НДП, которая заключается в повышении энергетической эффективности.

Так как ЭПС представляет собой набор данных, необходима их жесткая структуризация в сопровождении с алгоритмом быстрого поиска требуемых параметров. Структура формирования набора данных для ЭПС представлена

на рисунке 3.8. Ключевым признаком при формировании ЭПС является наличие сопоставленных значений дебита скважины и частоты вращения двигателя, естественно, с учетом всех параметров ГДС, которые необходимы для расчета электропотребления скважины, в соответствии с математическими моделями элементов из 2 главы.



Рисунок 3.8 – Структура формирования набора данных ЭПС

Таким образом, ЭПС — это сопоставимый и структурированный набор данных для выбора энергоэффективного режима работы нефтедобывающей скважины по целевым показателям технологического процесса. Графически ЭПС является параметрической плоскостью, как это показано на рисунке 3.5. При этом данное графическое представление является неполным, так как изменялся только дебит скважины при постоянстве остальных параметров ГДС. Фактически набор данных ЭПС формируется при изменении всех параметров. В таком случае, объем данных становится существенным, в связи с чем требуется использовать эффективные алгоритмы поиска параметров.

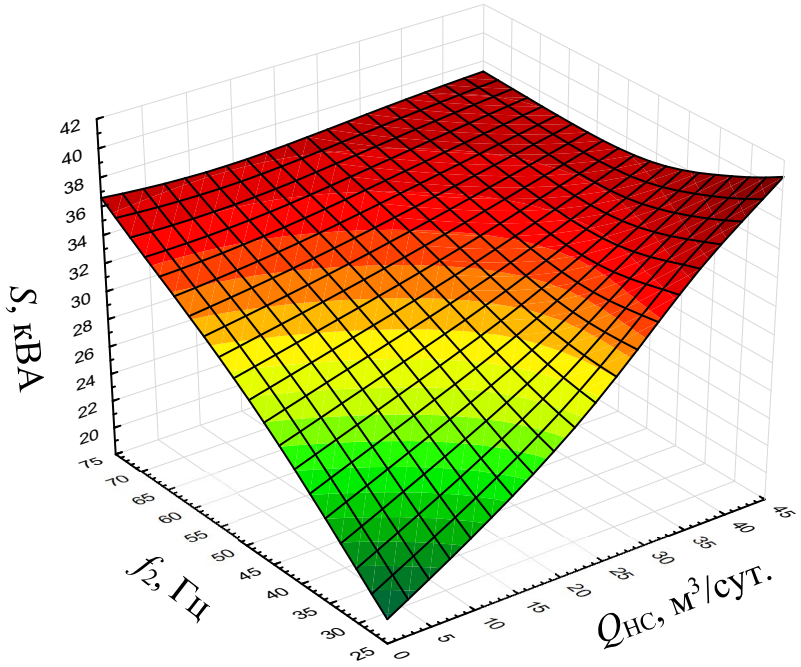


Рисунок 3.9 – Представление параметрической плоскости ЭПС

Так как поиск нужных параметров осуществляется мощностями ПЛК, требуется использовать вычислительно не ёмкий алгоритм подбора параметров. Наиболее подходящим для решения такой задачи является метод Монте-Карло. В отличие от метода грубого перебора поиск значений Монте-Карло не зависит от структурированности данных и может использоваться как оптимизационная функция [84, 85]. Такой подход обеспечивает максимальную скорость подбора параметров и точность.

Появляется возможность регулирования режима работы нефтедобывающих скважины для повышения энергетической эффективности всего нефтяного куста или месторождения. Повышение энергетической эффективности ЭТК невозможно без изменения технологического процесса. Основными способами изменения технологического режима являются изменение частоты вращения погружного двигателя и изменение диаметра штуцера скважины. Так как изменение диаметра штуцера невозможно автоматизировать по причине применения механических заслонок без электропривода, как наиболее надежных на производстве, единственным способом регулирования технологического режима остается изменение

частоты питающего напряжения после СУ. Важным критерием является определение допустимого диапазона регулирования дебита скважины, как основного параметра, влияющего на электропотребление скважины.

3.3.1 Оценка диапазона изменения параметров технологического процесса

При оценке диапазона изменения технологического процесса требуется учитывать заданные целевые показатели добычи нефти, которые определяются в соответствии с технологической картой, о чем говорилось ранее. Учет технологического производственного процесса при повышении энергетической эффективности ЭТК НДП характерен не только в нефтедобывающей отрасли [44, 45]. Такие ТК формируются на месяц как для отдельной скважины, так и для всего месторождения. При этом ТК скважины может изменяться в узком диапазоне от целевого параметра, но для всего месторождения или куста скважины целевые показатели добычи нефти изменяться не должны, в противном случае, режим работы нельзя считать эффективным. Снижение дебита месторождения является негативным развитием по понятным причинам, а повышение дебита может привести к внеплановым последствиям разработки нефтяного пласта, чего нельзя допустить. Таким образом, имеется возможность регулирования дебита на скважинах при сохранении суммарного объема добычи. Но требуется определить диапазон регулирования дебита скважин. Для этого произведён анализ добычи нефти на скважинах Пермского края с разным уровнем дебита в течение месяца. Анализ фактических значений добычи нефти типовых скважин разного уровня дебита показал, что:

$$\begin{cases} Q_{\text{НСП}} \le 90, \text{ то } Q_{\text{НСП}} \cdot 0,95 \le Q_{\text{НСФ}} \le Q_{\text{НСП}} \cdot 1,05; \\ Q_{\text{НСП}} > 90, \text{ то } Q_{\text{НСП}} \cdot 0,9 \le Q_{\text{НСФ}} \le Q_{\text{НСП}} \cdot 1,1; \end{cases}, \quad (71)$$

где $Q_{\text{НСП}}$ и $Q_{\text{НСФ}}$ – плановые и фактические показатели дебита скважины соответственно, м^3/сут.

Выход за пределы диапазона, в соответствии с выражением (71), не является критичным, но требуется согласование с технологом предприятия,

что является нежелательным. Соблюдение указанных предельных зон, безопасного регулирования, выполняется в 32,7 % случаев от общего количества проанализированных скважин. Еще 51,06 % скважин работают с превышением планового показателя добычи. При этом отклонение в 20% от планового показателя без исключения считается критическим, так как может привести к существенному искажению плана разработки месторождения либо при снижении объемов добычи привести к невыполнению целевых показателей предприятия. Проведенный анализ выполнялся по данным дебита скважин типа УЭЦН в период с 2021 до 2024 года.

Коэффициентом продуктивности скважины является объем добываемой нефтяной жидкости, при создании перепада давления с опорой на известные исследования [86, 87] он определяется по выражению:

$$K_{\text{П}} = \frac{Q}{\Delta P}, \tag{72}$$

где Q – дебит скважины, м^3/сут.; ΔP – разность между пластовым и забойным давлением скважины, именуемая депрессией давления, МПа.

В таком случае, характер линии притока нефтяной жидкости описывается выражением [88]:

$$Q = K_{\text{П}} \cdot \Delta P^{Kn}, \tag{73}$$

где Kn – характеристический коэффициент нелинейности. Если Kn = 1, то повышение дебита скважины пропорционально депрессионному давлению; при Kn < 1 повышение дебита приводит к плавному изменению депрессии давления при повышении дебита, такой режим характерен для высокодебитных скважин; при Kn > 1 повышение дебита скважины приводит к резкому изменению депрессионного давления, что характерно малодебитным скважинам с мелкопористой структурой пласта.

Таким образом, возможные границы регулирования дебита скважины с учетом продуктивности определяются следующей системой выражений:

$$\begin{cases} Q_{\text{НСФ}} \in [0,95 \cdot Q_{\text{НСП}}; 1,2 \cdot Q_{\text{НСП}}], \text{ если} \begin{cases} Kn < 1 \\ Q_{\text{НСП}} \le 90 \end{cases} \\ Q_{\text{НСФ}} \in [0,95 \cdot Q_{\text{НСП}}; 1,05 \cdot Q_{\text{НСП}}], \text{ если} \begin{cases} Kn \ge 1 \\ Q_{\text{НСП}} \le 90 \end{cases} \\ Q_{\text{НСФ}} \in [0,9 \cdot Q_{\text{НСП}}; 1,2 \cdot Q_{\text{НСП}}], \text{ если} \begin{cases} Kn < 1 \\ Q_{\text{НСП}} > 90 \end{cases} \\ Q_{\text{НСФ}} \in [0,9 \cdot Q_{\text{НСП}}; 1,1 \cdot Q_{\text{НСП}}], \text{ если} \begin{cases} Kn \ge 1 \\ Q_{\text{НСП}} > 90 \end{cases} \\ Q_{\text{НСП}} \ge Q_{\text{ЭЦН}_{\text{PMIN}}}, \text{ то } Q_{\text{НСФ}} \in [Q_{\text{ЭЦН}_{\text{PMIN}}}; Q_{\text{ЭЦН}_{\text{PMAX}}}] \end{cases}, \quad (74)$$

где $Q_{\text{ЭЦНPMIN}}$ и $Q_{\text{ЭЦНPMAX}}$ – минимальный и максимальный дебит ЭЦН в рабочей области в соответствии с номинальными параметрами оборудования.

Рабочая зона ЭЦН определяется в соответствии с номинальными параметрами и напорной характеристикой насоса, как это показано на рисунке 3.10. Режим, когда дебит скважины выходит за пределы рабочей зоны, нецелесообразен, так как является небезопасным и нестабильным в зоне большего дебита, либо КПД такой установки стремится к минимуму.

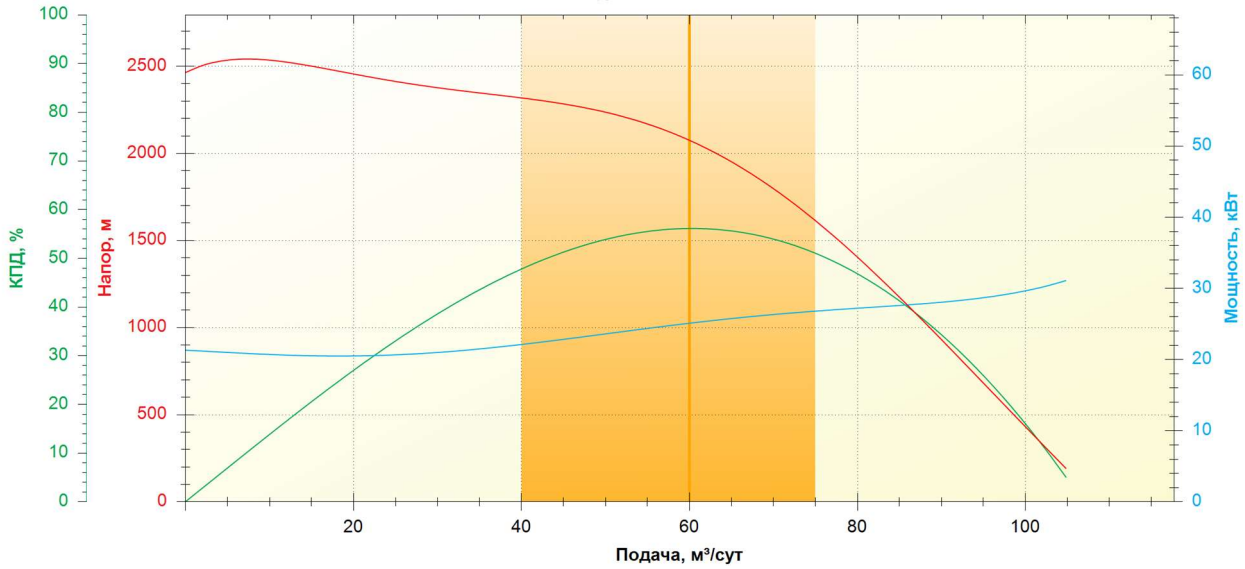


Рисунок 3.10 – Напорная характеристика насоса с демонстрацией рабочей зоны

3.3.2 Алгоритмизация процесса повышения энергетической эффективности ЭТК НДП

Процесс повышения энергетической эффективности ЭТК НДП с применением разработанной структуры системы управления (рис. 2.8) разделяется на 2 этапа, которые циклически взаимосвязаны. Сначала уточняется текущий режим работы каждой скважины, в случае необходимости производится корректирование частоты питающего напряжения после СУ. Второй этап заключается в оценке возможности перераспределения нагрузки в соответствии с выражением (74), а, следовательно, загрузки скважинного электрооборудования по принципу смещения «масс» к границе балансовой принадлежности для минимизации затрат на передачу электроэнергии. После каждой итерации оценивается величина суммарного электропотребления до границы балансовой принадлежности с внесением изменения в технологический процесс в соответствии с заданными ограничениями по выражению (59). Блок-схема алгоритма снижения потребления электроэнергии на ГБП представлена на рисунке 3.11. Представленный алгоритм учитывает метод нивелирования факторов информационной неполноты и реализован при условии использования разработанной структуры системы управления (рис. 2.8).

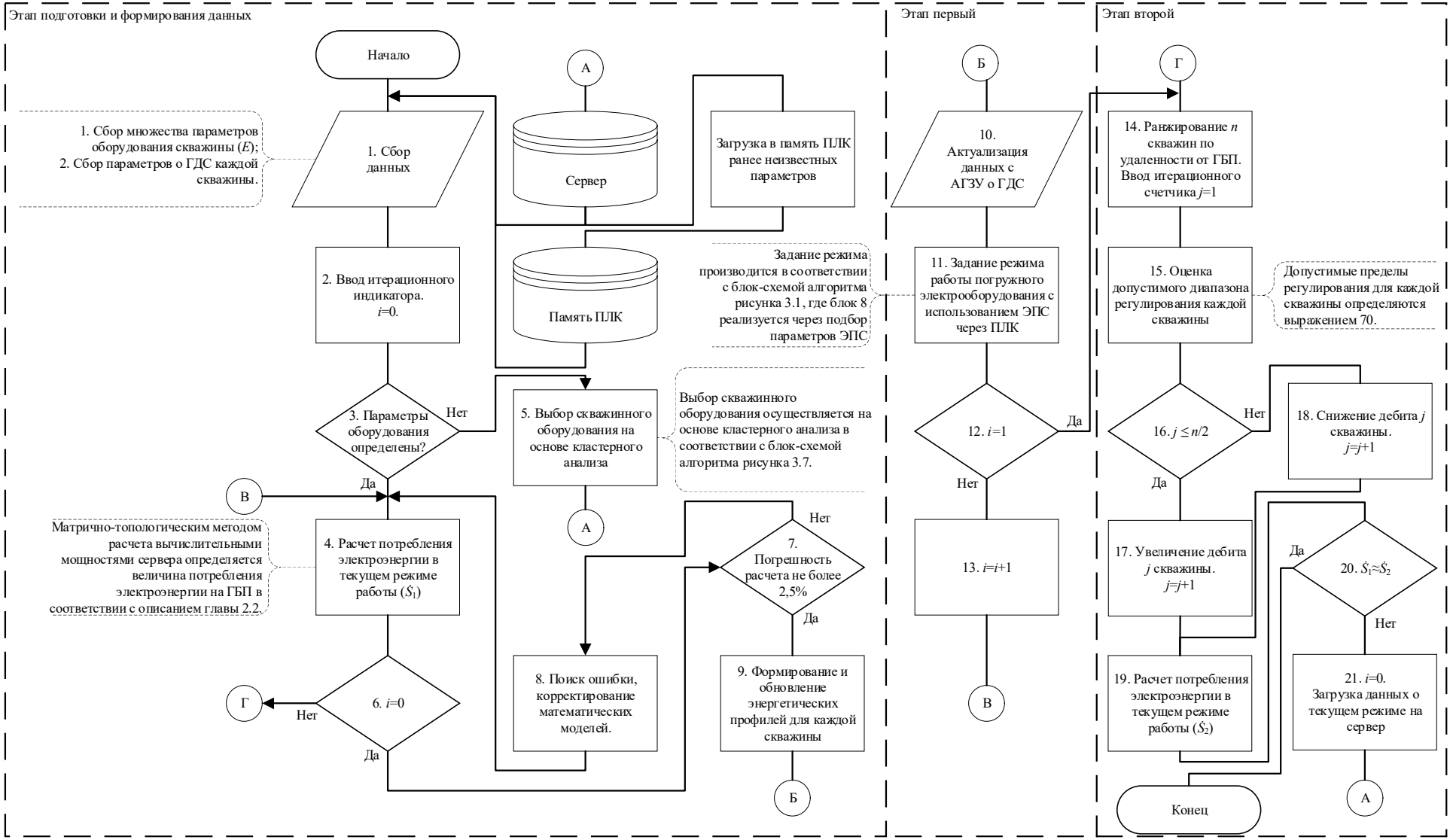


Рисунок 3.11 – Блок-схема алгоритма снижения удельного электропотребления на ГБП с использованием ЭПС в разработанной структуре системы управления ЭТК НДП

Блоки разработанного алгоритма выполняют следующие функции:

Блок 1. На этапе подготовки важно иметь информацию о всем ЭТК НДП месторождения. В том числе, необходимо понимать, какая информация отсутствует или является неактуальной.

Блок 2. Ввод итерационного индикатора необходим для корректного перемещения между этапами в блок-схеме.

Блок 3. Если имеются все данные об оборудовании, то есть возможность приступить к расчету потребления электроэнергии на ГБП в текущем режиме работы.

Блок 4. После каждого изменения режима работы скважинного электрооборудования требуется произвести перерасчет потребления электроэнергии на ГБП для оценки целесообразности проведенных мероприятий.

Блок 5. Если блок 3 дает отрицательный ответ, то есть отсутствует информация об оборудовании, установленном на скважине, то это делает невозможным выполнение блока 4. Процесс подбора параметров оборудования осуществляется в соответствии с разработанным алгоритмом на базе кластерного анализа (рис. 3.7).

Блок 6. Производится проверка этапа выполнения блок-схемы. Если ранее не выполнялся расчет потребления электроэнергии, требуется проверить адекватность математической модели.

Блок 7. Оценивается погрешность расчета потребления электроэнергии на границе балансовой принадлежности. Если отклонение составляет менее 2,5 %, математическая модель может считаться адекватной, так как такое значение соответствует классу точности большинства приборов учета системы АСТУЭ и соответствует общему тренду распределения и потребления электроэнергии при изменении технологического процесса добычи нефти.

Блок 8. В случае, если погрешность математической модели велика, производится корректировка и поиск ошибок.

Блок 9. После оценки адекватности математической модели для конкретного, текущего режима работы, разрабатываются или обновляются с целью верификации ЭПС для всех возможных режимов работы погружного электрооборудования даже за пределом диапазона возможного регулирования дебита нефти в соответствии с выражением (74).

Блок 10. Собираются актуальные данные с АГЗУ о ГДС в ПЛК для оценки возможности повышения энергетической эффективности каждой скважины.

Блок 11. Через ПЛК задается режим работы каждой скважины с применением ЭПС, когда оптимальная частота питающего напряжения для каждой скважины подбирается по заранее сформированным наборам данных на этапе 9 блока текущего алгоритма.

Блок 12. Проверка этапности выполнения блок-схемы по аналогии с 6 блоком текущего алгоритма.

Блок 13. Смена этапа выполнения блок-схемы с переходом к оценке величины снижения потребления электроэнергии в ЭТК НДП после задания оптимального режима работы каждой скважины.

Блок 14. Разделение скважин или групп скважин, которые подключены к секции шин одной КТП, в зависимости от удаленности от ГБП.

Блок 15. В соответствии с выражением (74) определяется диапазон возможного изменения дебита каждой скважины, с целью недопущения нарушения технологического режима работы месторождения или куста скважин.

Блок 16. Определение необходимости повышения дебита скважины или снижения в зависимости от положения относительно «центра». В случае, когда $j=n/2$, изменение дебита может не происходить.

Блок 17. Увеличение дебита скважин, которые находятся ближе к ГБП, посредством регулирования частоты питающего напряжения после станции управления, что позволит снизить дебит удаленных скважин, не нарушая целевые показатели по объемам добычи.

Блок 18. Снижение дебита удаленных от ГБП скважины посредством регулирования частоты питающего напряжения после станции управления производится с целью снижения потерь при распределении электроэнергии. Исходя из этого, на ближайших скважинах к ГБП дебит увеличивается, а на удаленных скважинах пропорционально снижается. Графическое пояснение перераспределения дебита представлено на рисунке 3.12.

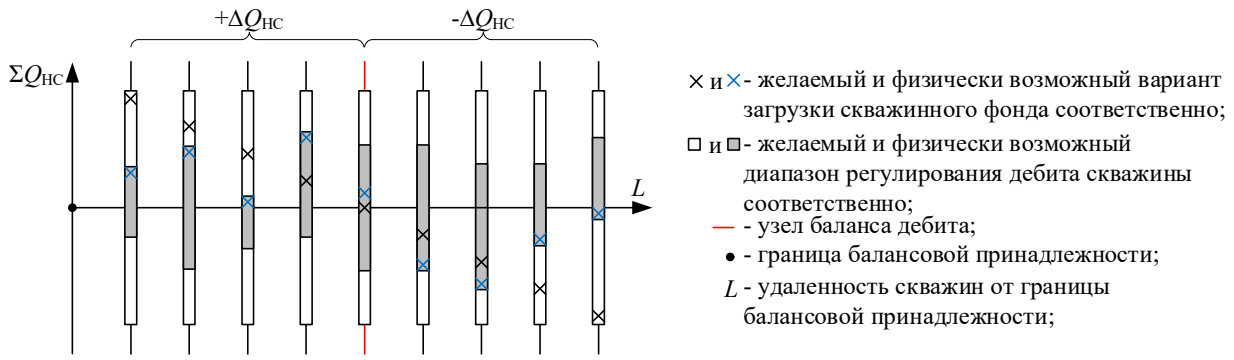


Рисунок 3.12 – Графическое пояснение возможности перераспределения дебита скважинного фонда

Как видно на рисунке 3.12, изменение дебита по удаленности от ГБП невозможно распределить равномерно. Наилучший эффект снижения потребления электроэнергии достигается в ситуации, когда узел баланса дебита смещается к ГБП [28, 91, 100]. Под узлом баланса (когда $j=n/2$) дебита понимается скважина или группа скважин, подключенных к одной секции шин КТП, способная обеспечить нехватку объемов добычи нефти для сохранения целевых показателей для всего месторождения.

Блок 19. После перераспределения дебита производится оценка потребления электроэнергии для возможности обеспечения анализа целесообразности перераспределения загруженности скважин.

Блок 20. Поиск установившегося режима. Если после всех описанных блоков режим до и после сходится, на этом алгоритм останавливается до внесения жестких ограничений по режиму работы одной из скважин или переработке технологической карты добычи нефти. Сходимость значений

результатов расчета потребления электроэнергии на ГБП должна быть не менее 3 знаков после запятой.

Блок 21. В случае, если блок 18 дает отрицательный результат, на сервер загружается вся актуальная информация о текущем режиме работы с целью обеспечения технологического персонала актуальной информацией через *Supervisory Control And Data Acquisition* (*SCADA*) системы [103], а блок-схема алгоритма перезапускается для поиска наиболее энергоэффективного режима работы ЭТК НДП с сохранением требуемой суммарной величины дебита от всего куста или месторождения.

3.4 Принципы обеспечения безопасного функционирования структуры системы управления и ЭТК НДП

В случае выхода ПЛК из строя требуется не допустить дестабилизацию скважинного оборудования и изменение суммарных объемов добычи нефти. Поэтому изменения второго этапа блок-схемы рисунка 3.11 применяются только после окончания поиска решения. Данное решение является вынужденным, чтобы не допустить изменения режима работы только части скважинного фонда в момент выхода из строя ПЛК.

При выходе ПЛК из строя, управление скважиной и ее контроль осуществляется согласно прежней схеме с децентрализованным управлением (рис. 1.1). СУ каждой скважины, даже при исправном ПЛК, обеспечивает: безопасность персонала в соответствии с ГОСТ 12.2.007.0; контроль короткого замыкания в цепях электродвигателя и тормозного резистора; токовую защиту ключей силового инвертора; защиту от перенапряжения; защиту от перегрева силовой части СУ; защиту от перегрева обмоток ЭД; защиту обрыва фазы ЭД; защиту потери связи, искажения сигнала датчика положения; защиту цепей питания датчиков положения; защиту от потери связи с цифровым каналом управления.

При этом, выход ПЛК из строя фиксируется оператором, так как сервер не может передать ему сигнал. Если часть функций ПЛК выполняется некорректно, оператор по команде главного технолога вправе переключить

управление на децентрализованный режим в целях обеспечения безопасного функционирования скважинного фонда в ранее заданном режиме работы.

Выводы по главе 3

1. Проведен анализ факторов информационной неполноты о текущем технологическом режиме добычи нефти для каждой скважины. Разработан алгоритм с учетом модернизированной структуры системы управления скважинным фондом ЭТК НДП. Возможность реализации данного алгоритма заключается в организации сбора данных АГЗУ с ПЛК для дальнейшего принятия решений по снижению потребления электроэнергии в процессе добычи нефти.

2. Выявлен фактор информационной неопределенности, который проявляется в виде отсутствия данных о параметрах установленного и эксплуатируемого скважинного оборудования. На основе типовых решений, имеющейся базы данных разработан метод определения фактических параметров установленного оборудования. Разработанный подход основан на кластерном анализе методом *k*-средних.

3. Разработан алгоритм снижения потребления электроэнергии на границе балансовой принадлежности при сохранении целевого показателя объема добычи нефти всего месторождения. Разработанный алгоритм отличается от существующих и применяемых для ЭТК НДП тем, что при оптимизации учитывается величина потерь электроэнергии при передаче и распределении. Для реализации алгоритма через ПЛК разработан принцип подбора оптимального режима работы скважинного оборудования с применением «энергетических профилей скважины». Преимуществом применения ЭПС является скорость определения и задания оптимального режима работы скважины по заданным технологическим параметрам даже через ПЛК с малыми вычислительными мощностями, что позволит постоянно поддерживать заданный энергоэффективный режим работы скважины, реагируя на изменения технологического режима.

4 РАЗРАБОТКА ИМИТАЦИОННЫХ И ПОЛУНАТУРНЫХ МОДЕЛЕЙ ЭТК НДП В ЗАДАЧАХ СНИЖЕНИЯ УДЕЛЬНОГО ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

4.1 Разработка программного обеспечения для верификации алгоритмов снижения удельного электропотребления на имитационной модели

Полунатурные, математические или имитационные модели потребления и распределения электроэнергии ЭТК НДП могут быть объединены или сопряжены через одно программное обеспечение (ПО) в целях масштабирования до уровня всего ЭТК НДП. При этом интеграция не должна нарушать текущие технологические процессы, а лишь использовать доступные данные из информационного пространства.

В качестве наиболее подходящей платформы для разработки ПО выступает *LabView*. Преимуществами выбранной платформы для разработки являются [92]:

– Скорость прототипирования ПО с возможностью глобального и локального тестирования в графическом интерфейсе с наличием инструмента отслеживания ошибки исполняемой программы в графическом интерфейсе;

– Широкий инструментарий обработки представления и визуализации данных;

– Кроссплатформенность разработанных программ без необходимости дополнительной адаптации под различные операционные системы;

– Совместимость с промышленным оборудованием в задачах контроля и мониторинга;

– Графический интерфейс разработки с обширной инструментальной библиотекой и возможностью создания собственных вспомогательных инструментов;

– Объектно-ориентированный подход программирования с четкой градацией «классов», «свойств» и «методов».

Разработанное ПО в *LabView* всегда обладает пользовательским интерфейсом, который может использоваться в виде «мнемосхемы», что упрощает процесс взаимодействия и интеграции в производственный процесс. При этом ПО собирается в *LabView* с использованием математических моделей отдельных элементов ЭТК НДП в виде блоков программы, что упрощает создание имитационной модели и минимизирует вероятность ошибки.

4.1.1 Описание блоков программы имитационной модели ЭТК НДП

Каждый блок программы в *LabView* создается по математическому описанию модели с использованием соответствующих блоков программирования. При этом каждый блок является уникальным «классом», который содержит в своем составе «методы», определяемые «свойствами». Каждый блок созданный в *LabView*, подходящий под описание одного из классов, имеющий набор четко выраженных свойств и методов для описания, называется виртуальным прибором (ВП). На платформе разработки такой элемент обозначается как «*vi*», отдельный блок имитационной модели обозначается как ВП «класса». Каждый ВП создается по математической модели элемента ЭТК НДП. В один класс может быть собрана система, неспособная к масштабированию, или изменение параметров которой не приведет к необходимости изменения математической модели для определения методов.

Создание ВП трансформатора.

Любой ВП на платформе разработки *LabView* состоит из фронтальной панели и блок-схемы. Фронтальная панель является пользовательским интерфейсом, а блок-схема – математическим описанием исполняемого файла. Именно блок-схема определяет класс, свойства и методы ВП. Фактически вся собранная блок-схема ВП и является классом, на примере трансформатора это представлено на рисунке 4.1.

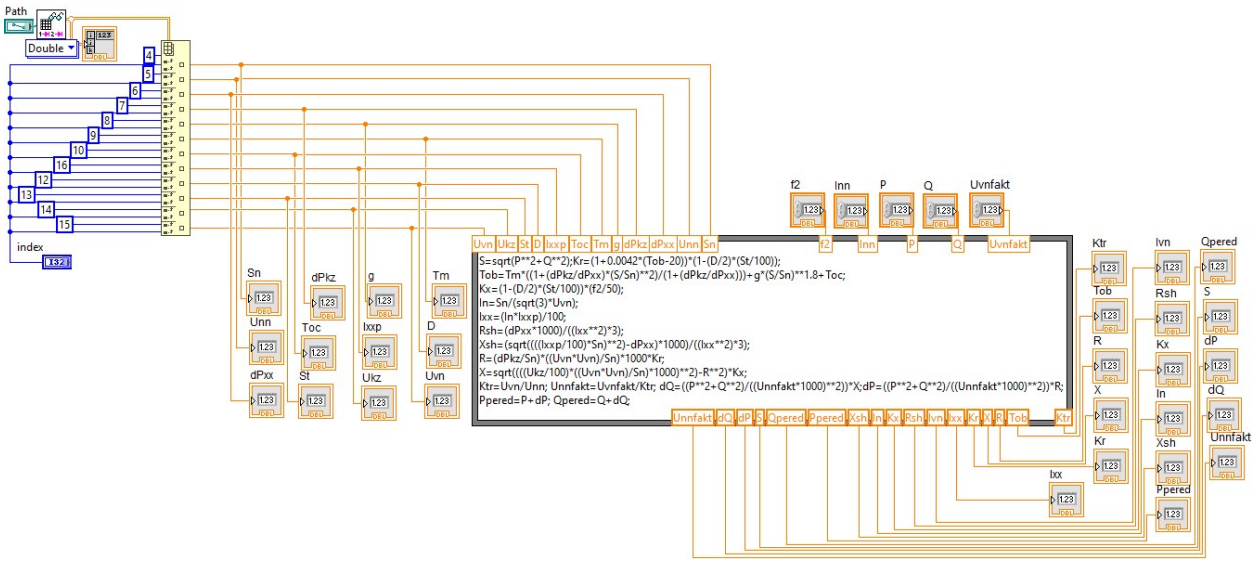


Рисунок 4.1 – Блок-схема ВП класса «трансформатор»

Разработанный класс ВП «трансформатор» применим под любые объекты. Объектом в таком случае являются модель трансформатора, что важно для создания имитационной модели ЭТК НДП, по причине по причине разнообразия используемого оборудования. С учетом особенностей работы трансформаторов, влияния сопряженных элементов ЭТК на них, возможности учета воздействия внешних факторов, определены следующие свойства, которые во многом соответствуют математической модели:

Обязательные параметры:

– Напряжение первичной обмотки трансформатора (*Uvn*);

– Напряжение вторичной обмотки трансформатора (*Unn*);

– Напряжение короткого замыкания (*Ukz*);

– Потери холостого хода трансформатора (*dPxx*);

– Шаг регулирования устройства ПБВ/РПН (*D*);

– Номер ступени регулирования устройства ПБВ/РПН (*St*);

– Паспортная величина тока холостого хода трансформатора (*Ixxp*);

– Номинальная мощность трансформатора (*Sn*);

– Частота питающего напряжения на вводе трансформатора (*f2*);

– Фактическое напряжение на зажимах первичной обмотки трансформатора (*Uvnfakt*);

– Активная мощность подключенной нагрузки (*P*);

– Реактивная мощность подключенной нагрузки (*Q*);

Уточняющие параметры:

– Температура обмотки трансформатора (*Tob*);

– Температура окружающей среды (*Toc*);

Представленные свойства необходимы для реализации методов класса:

– Активная мощность перед трансформатором с учетом потерь (*Ppered*);

– Реактивная мощность перед трансформатором с учетом потерь (*Qpered*);

– Фактическое напряжение на зажимах вторичной обмотки трансформатора (*Unnfakt*);

– Фактический ток первичной обмотки трансформатора (*Ivn*).

Остальные величины не могут быть отнесены к свойствам класса или методам, так как их определение и представление необходимы для расчета перечисленных пунктов и верификации математической модели класса.

Создание ВП линии электропередачи.

Класс «линия электропередачи» применим как к воздушным, так и к кабельным линиям электропередачи в зависимости от заданных свойств. Блок-схема ВП класса «линия электропередачи» представлена на рисунке 4.2. Свойства представленного ВП определяются результатом анализа специфики эксплуатации электрооборудования в ЭТК НДП и взаимодействию с другими электротехническими объектами. Свойства класса «линия электропередачи»:

– Ток нагрузки, протекающий через линию электропередачи (*I*);

– Активная мощность нагрузки, подключенная к линии электропередачи (*P*);

– Реактивная мощность нагрузки, подключенная к линии электропередачи (*Q*);

– Частота питающего напряжения (f_2);

– Напряжение вначале линии электропередачи (*U*);

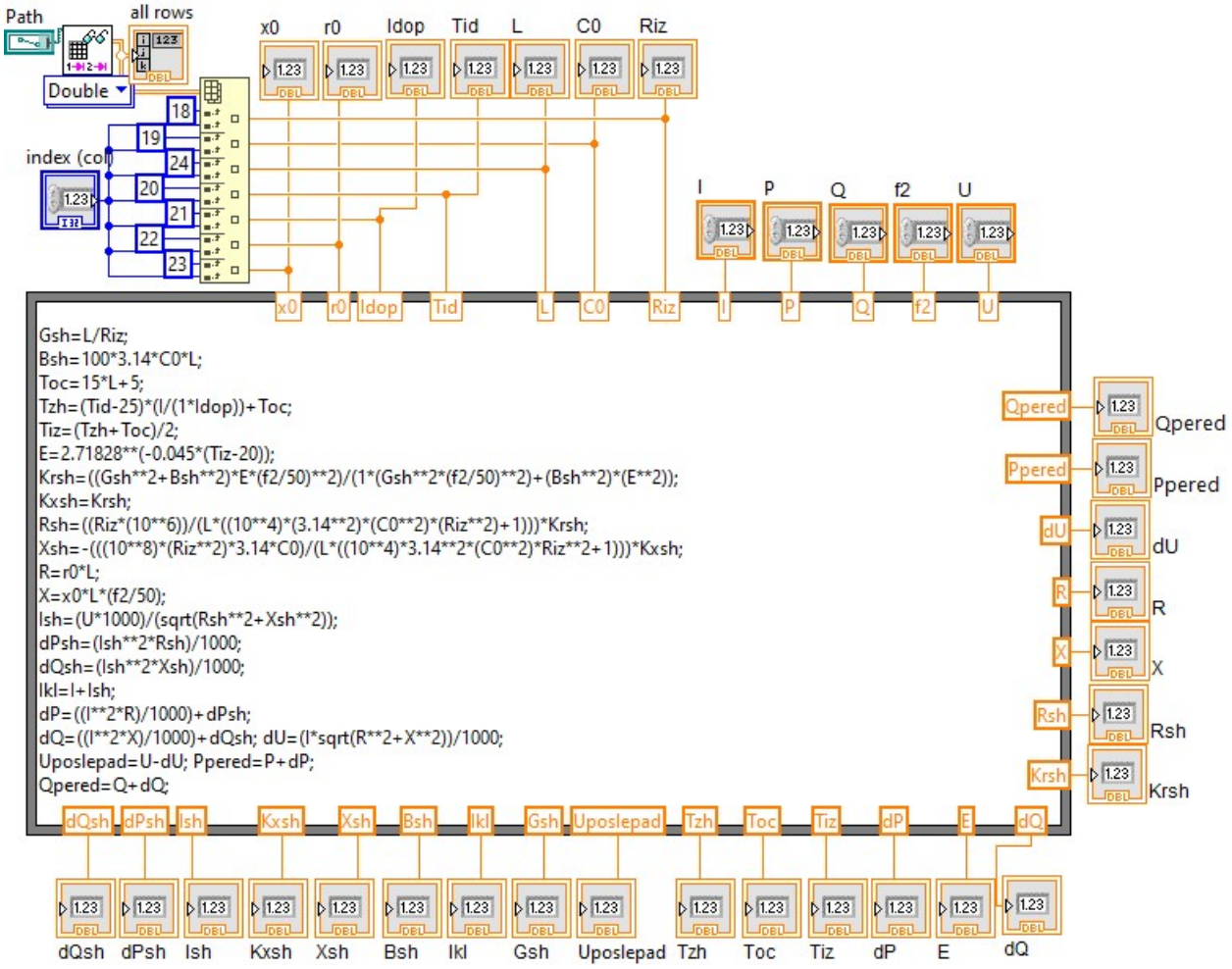


Рисунок 4.2 – Блок-схема ВП класса «линия электропередачи»

– Удельное активное сопротивление линии электропередачи (*r*0);

– Удельное индуктивное сопротивление линии электропередачи (*x*0);

– Длина линии электропередачи (*L*);

– Допустимый длительный ток линии электропередачи (*Idop*);

– Допустимая температура изоляции линии электропередачи (*Tid*);

– Удельная емкость линии электропередачи (*C*0);

– Удельное сопротивление изоляции линии электропередачи (*Riz*).

Представленные свойства необходимы для реализации методов класса:

– Активная мощность перед линией электропередачи с учетом потерь (*Ppered*);

– Реактивная мощность перед линией электропередачи с учетом потерь (*Qpered*);

– Напряжение после линии электропередачи с учетом потери напряжения (*Uposlepad*).

Расчет остальных величин в соответствии с математическим описанием является вспомогательным и не может быть отнесен к методам или свойствам класса «линия электропередачи».

Создание ВП станции управления.

Класс «станция управления» применим ко всем станциям управления. Блок-схема ВП класса станция управления представлена на рисунке 4.3.

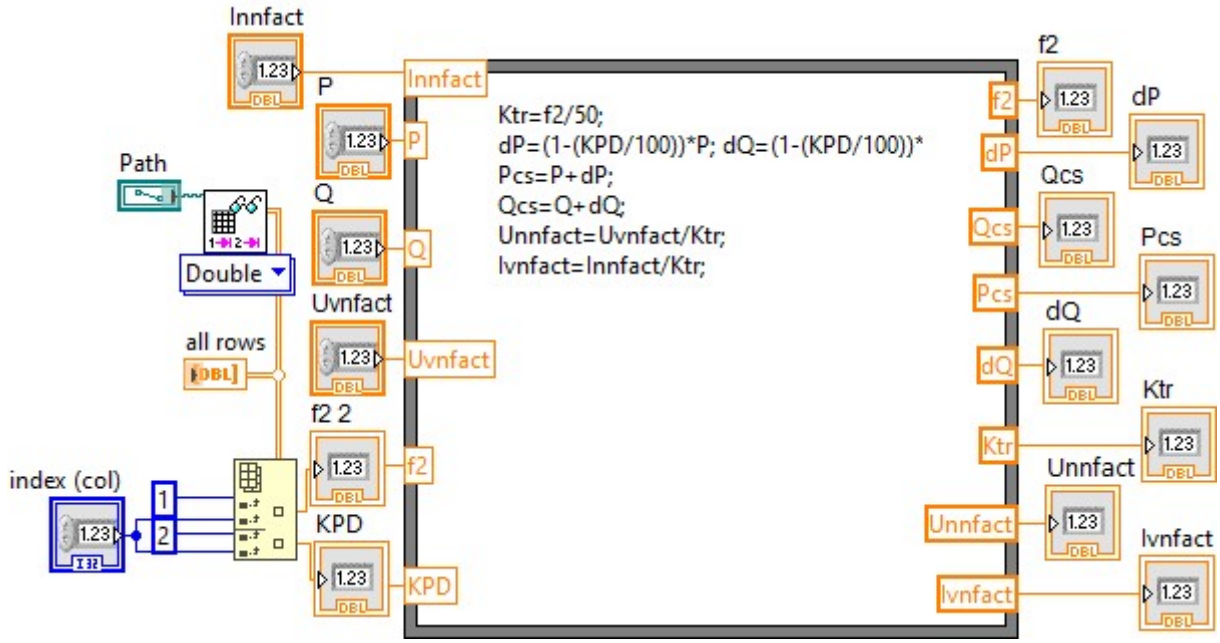


Рисунок 4.3 – Блок-схема ВП класса «станция управления»

Свойства класса «станция управления» представленной *ВП*:

– Активная мощность на выводе станции управления (*P*);

– Реактивная мощность на выводе станции управления (*Q*);

– Напряжение на зажимах ввода станции управления (*Uvnfact*);

– Коэффициент полезного действия станции управления (*KPD*);

– Фактическая частота питающего напряжения после станции управления (*f*2).

Методы, заложенные в блок-схеме ВП станции управления:

– Передача информации о фактической частоте питающего напряжения на нижестоящие элементы (*f*2);

– Фактическая величина активной мощности на вводе станции управления (*Pcs*);

– Фактическая величина реактивной мощности на вводе станции управления (*Qcs*);

– Фактическая величина тока на вводе станции управления (*Ivnfact*);

Создание ВП статической электрической нагрузки.

Класс «статическая электрическая нагрузка» является составной блок-схемой, ВП которого состоит из линии электропередачи и нагрузки. Необходимость комбинирования в единую неделимую модель вызвана сложностью и многообразием элементов ЭТК НДП. Комбинированная ВП позволят использовать один элемент вместо двух, что помогает упросить процесс формирования системы электроснабжения ЭТК НДП минимизировать риск допущения ошибки при создании ПО на платформе *LabView*, что позволяет не использовать допущения об отсутствии линии электропередачи до нагрузки от секции шин КТП. Также данные о линии электропередачи от секции шин КТП до статической нагрузки являются известными, поэтому пренебрежение данным фактором могло расцениваться как грубая ошибка. Блок-схема класса «статическая электрическая нагрузка» представлена на рисунке 4.4.

Таким образом комбинированный класс «статическая электрическая нагрузка» содержит следующие свойства:

– Фактическое напряжение нагрузки (*Ufakt*);

– Активная мощность нагрузки (*P*);

– Реактивная мощность нагрузки (*Q*).

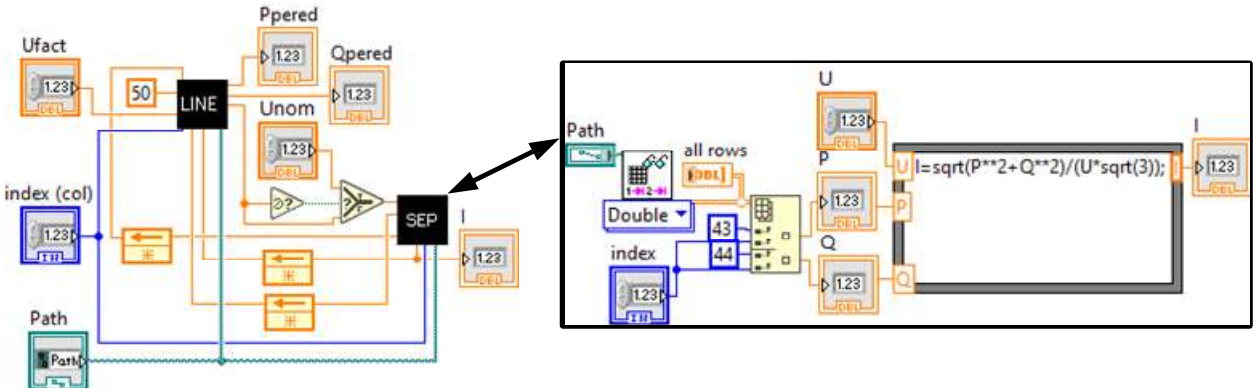


Рисунок 4.4 – Блок-схема ВП класса «статическая электрическая нагрузка»

Класс «Статическая электрическая нагрузка» содержит следующие методы:

– Фактическая активная мощность с учетом потерь в линии до статической нагрузки (*Ppered*);

– Фактическая реактивная мощность с учетом потерь в линии до статической нагрузки (*Qpered*);

– Фактический ток нагрузки (*I*).

Создание ВП погружного электродвигателя в связи с электроприводным центробежным насосом.

ПЭД взаимодействует с ГДС через погружной ЭЦН, поэтому при создании ВП элемента требуется учитывать все параметры ГДС для расчета параметров потребления электроэнергии. Блок-схема ВП класса «погружной электродвигатель в связи с электроприводным центробежным насосом» представлен на рисунке 4.5.

Параметры, которые необходимо учитывать о ГДС для расчета электрической мощности, потребляемой двигателем, определяются выражением (40). Следовательно, данные о ГДС должны учитываться при построении ВП, но не в виде свойств, а в виде вариативных величин, которые задаются из внешней информационной системы. Под информационной системой понимается набор информации об элементах ЭТК НДП, которые

необходимы для корректного математического описания. Такой набор данных в ПО через платформу программирования *LabView* может задаваться через *txt*, *csv* и *excel* документ любой версии.

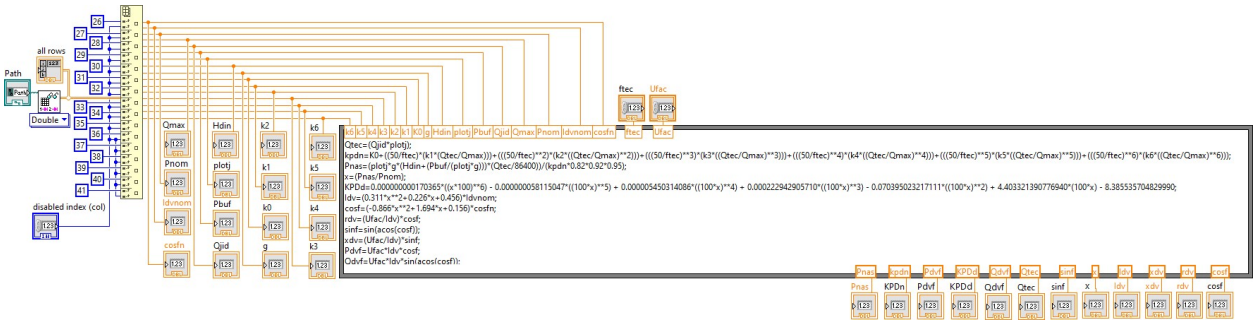


Рисунок 4.5 – Блок-схема ВП класса «погружной электродвигатель в связи с электроприводным центробежным насосом»

Математическая модель расчета мощности известна. На платформе разработки *LabView* имеется возможность синхронизации ПО с информационными системами, тогда свойствами класса «погружной электродвигатель в связи с электроприводным центробежным насосом» являются величины, которые определяются другими элементами:

– Фактическое напряжение на зажимах двигателя (*Ufact*);

– Фактическая частота питающего напряжения после станции управления (f_2).

Другие входные параметры не могут является свойствами класса, так как закладываются в математическую модель в виде констант через внешнюю информационную систему. Обязательно должны задаваться коэффициенты полиномиальной зависимости, которые будут определять КПД насоса, параметры добываемой нефтяной жидкости, давления скважины, дебит скважины и все номинальные параметры оборудования. Как итог, исполняемыми методами класса являются:

– Фактическая потребляемая активная мощность двигателя (*Pdvf*);

– Фактическая потребляемая реактивная мощность двигателя (*Qdvf*);

– Фактический ток двигателя (*Idv*).

Остальные выходные величины используются для расчета внутри класса и не являются его методами, поскольку не используются для дальнейшего расчета потребления и распределения электроэнергии во всем ЭТК НДП.

Создание ВП установки электроприводного центробежного насоса.

С позиции рассмотрения всего ЭТК НДП установка электроприводного центробежного насоса может рассматриваться как единый, неделимый элемент по примеру класса «статическая электрическая нагрузка». Блок-схема ВП класса «установка электроприводного центробежного насоса» представлена на рисунке 4.6.

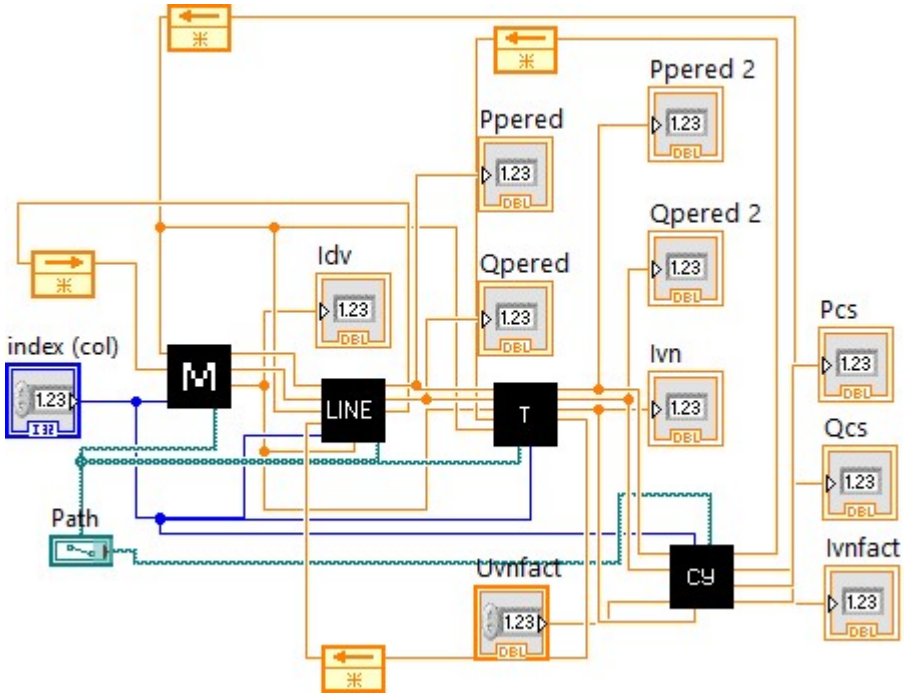


Рисунок 4.6 – Блок-схема ВП класса «установка электроприводного центробежного насоса»

Особенность формирования объединенных моделей на неделимые части на платформе *LabView* заключается в сокращении количества свойств и методов. Обусловлено это тем, что на выходе требуется получить только мощности и ток, а все вводные данные и свойства определяются внутри блока либо задаются константами через информационную систему при объединении в единую математическую модель. Данный способ применим в *LabView,* как и в любом объектно-ориентированном языке программирования. Такая

структура будет служить «шаблоном» для других типов УЭЦН в ЭТК НДП со своими свойствами и общими методами. Учитывая, что часть свойств задается через информационное пространство, то свойством УЭЦН в ПО на платформе *LabView* будет являться только фактическое напряжение на вводе в стацию управления (*Uvnfact*). Заданными методами являются:

– Определение активной мощности УЭЦН на вводе в станцию управления (*Pcs*);

– Определение реактивной мощности УЭЦН на вводе в станцию управления (*Qcs*);

– Определение тока УЭЦН на вводе в станцию управления (*Ivnfact*).

По аналогии с объединением элементов УЭЦН в одну блок-схему ВП создаются модели КТП. Однако модель КТП не может считаться неделимой, так как содержит разный набор подключаемой нагрузки, которая в большей степени определяет состав модели. В связи с этим требуется создавать модель каждой КТП как уникальную ВП блок-схему.

4.1.2 Описание структуры имитационной модели ЭТК НДП для верификации алгоритмов

Разработанные алгоритмы применимы к ЭТК НДП. Верификация алгоритма может проводиться на части ЭТК НДП, но корректным и валидным будет апробация в рамках всей системы электроснабжения, поэтому для возможности верификации требуется создать имитационную модель всего ЭТК НДП. Такая модель в своем составе содержит ВП КТП. При этом *ВП* КТП содержит в своем составе класс «трансформатор» и все классы, подключаемые в качестве нагрузки и являющиеся неделимыми элементами с вариативным режимом работы. При этом особенностью ВП КТП является необходимость суммирования однородных величин, как это представлено на рисунке 4.7.

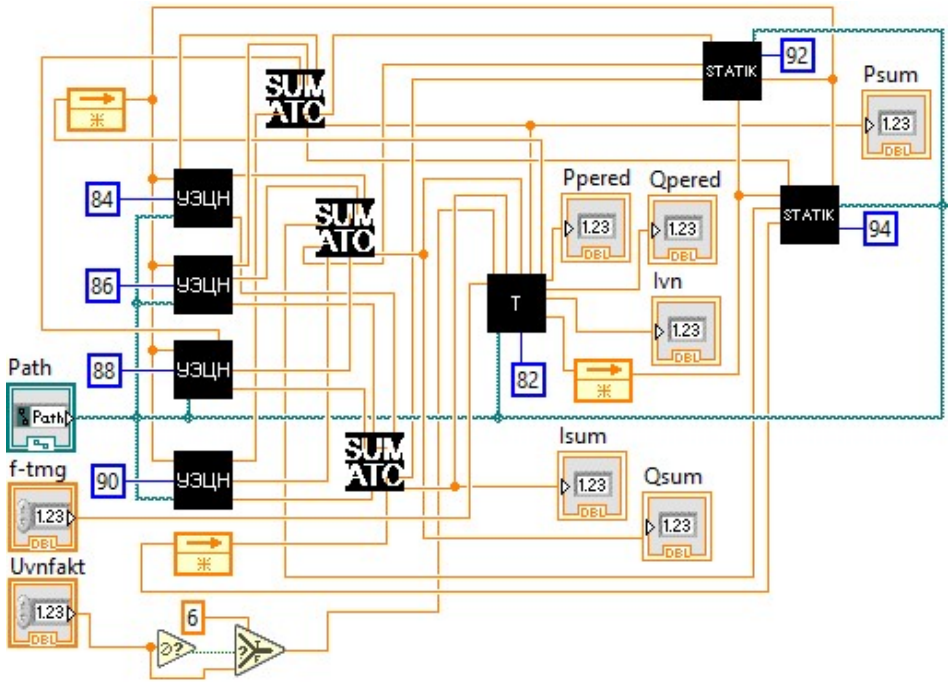


Рисунок 4.7 – Пример блок-схемы ВП КТП

Однако ВП КТП нельзя назвать классом в концепции объектно-ориентированного программирования. В таком случае ВП КТП является составной математической моделью, которая в последствии является частью общей математической модели всего ЭТК НДП по принципу вложенности элементов с иерархической структурой, где конечным элементом является внешняя энергосистема, потребляемую мощность из которой требуется рассчитать в том числе для оценки эффекта от интеграции разработанного алгоритма снижения удельного электропотребления в процессе добычи нефти. Таким образом, блок-схема ВП математической модели ЭТК НДП месторождения им. Сухарева в ПО, разработанной на платформе *LabView,* представлена на рисунке 4.8

Определение свойств ПО осуществляется через ввод данных из внешнего источника, которым выступает заранее подготовленный сформированный *excel*-файл. Такой подход задания свойств ПО позволяет упростить процесс интеграции его в производственный процесс, а также адаптировать к расчету в любом режиме работы электротехнического оборудования.

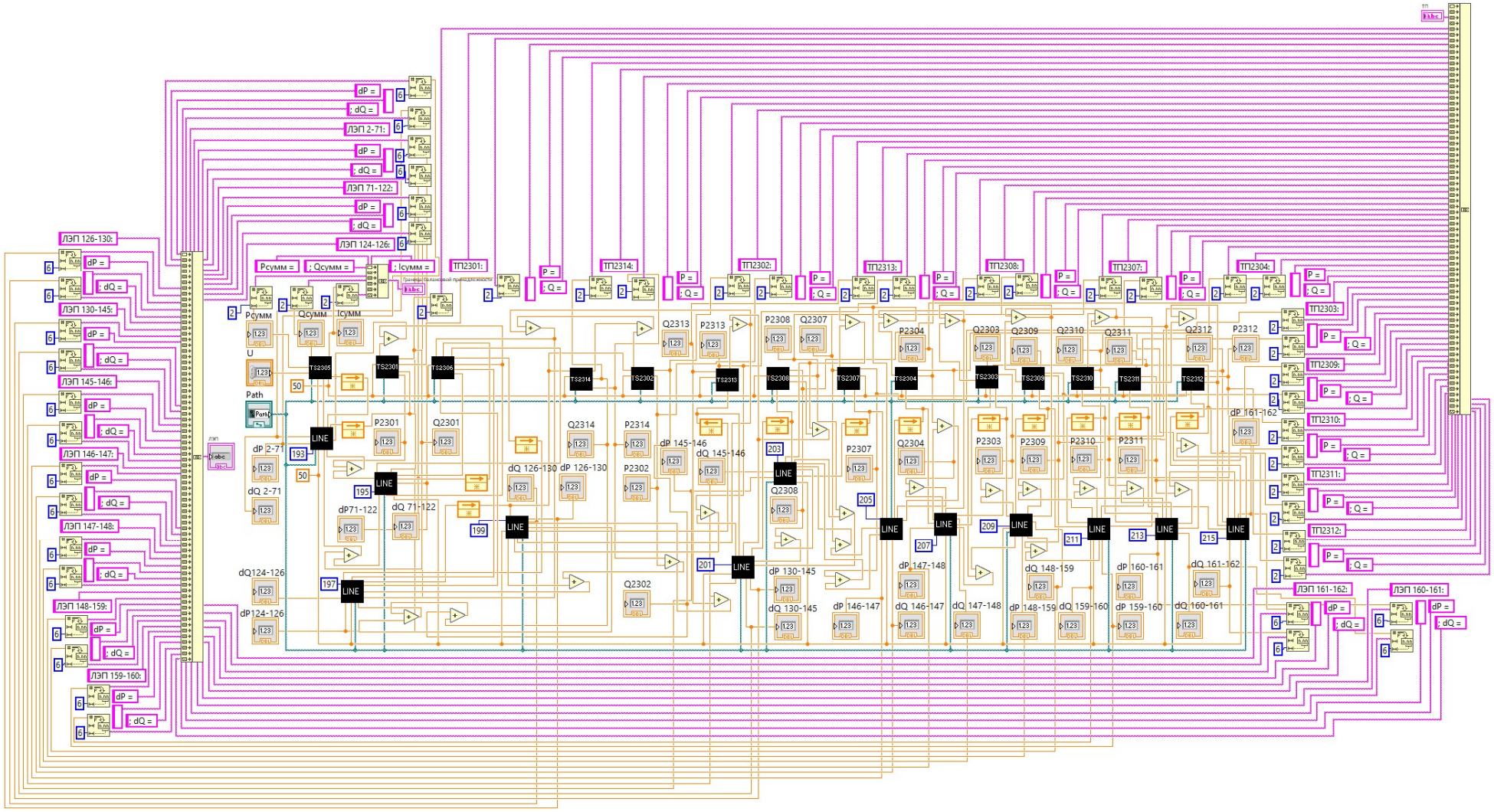


Рисунок 4.8 – Блок-схема ВП цифровой модели ЭТК НДП месторождения им. Сухарева

Так как программное обеспечение создавалось на платформе *LabView* с использованием инструментов проектной разработки, было создано дерево проекта со всеми разработанными классами и комбинированными моделями. Этот подход позволяет быстро вносить правки в конфигурацию системы электроснабжения, например, при изменении количества подключений к КТП, или вывод части потребителей в резерв. На рисунке 4.9 представлено дерево проекта ПО, разработанного на платформе *LabView*.

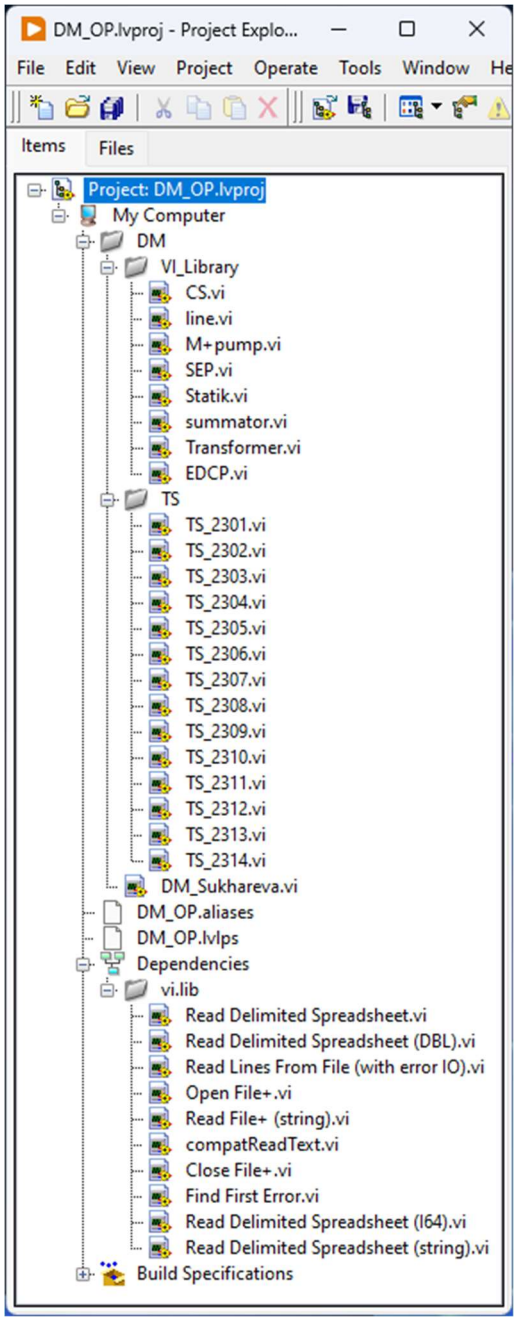


Рисунок 4.9 – Дерево проекта ПО, разработанного на платформе *LabView*

4.2 Физическое полунатурное моделирование участка ЭТК НДП с применением алгоритма снижения потребления удельного электропотребления

Проведение исследований с применением методов физического моделирования всей системы ЭТК НДП не представляется возможным. В этой связи исследования масштабируются до участка ЭТК НДП, который является подобным исследуемой физической полунатурной модели и стенду системы электроснабжения [93].

4.2.1 Определение подобия исследуемых систем

Электротехнические системы могут считаться подобными по различным признакам. Для выявления подобия выявляют следующие признаки:

– Когда коэффициент подобия (π) является постоянным для всех исследуемых величин функции, которая описывает процесс или техническую систему, то есть π=*idem*;

– Когда физический процесс может быть записан в виде математической функции с известными параметрами и связан с другим процессом через уравнение с безразмерными величинами (π). Однако такое возможно только при записи уравнений в определенной системе единиц;

– Когда определяющие критерии, физические величины одинаковы.

Также нужно учитывать, что подобие может быть приближенным. Для электротехнических систем приближенное подобие означает схожесть изменения процессов во времени. Например, изменение потребления электроэнергии реальной системы при условии приближенного подобия соответствует изменениям в модели электротехнической системы, при этом коэффициент подобия (π) систем также изменяется во времени, но будет отражать тренд изменения величин исследуемого процесса.

Для исследования планируется использовать 3 модели участка ЭТК НДП: лабораторный стенд системы электроснабжения, полунатурная модель участка ЭТК НДП и математическая модель ЭТК НДП.

Лабораторная модель системы электроснабжения.

Для апробации и оценки возможного позитивного эффекта от перераспределения дебита в соответствии с разработанным алгоритмом проводились испытания на лабораторной модели системы электроснабжения. Лабораторная модель системы электроснабжения в сопоставлении с участком ЭТК НДП представлен на рисунке 4.10.

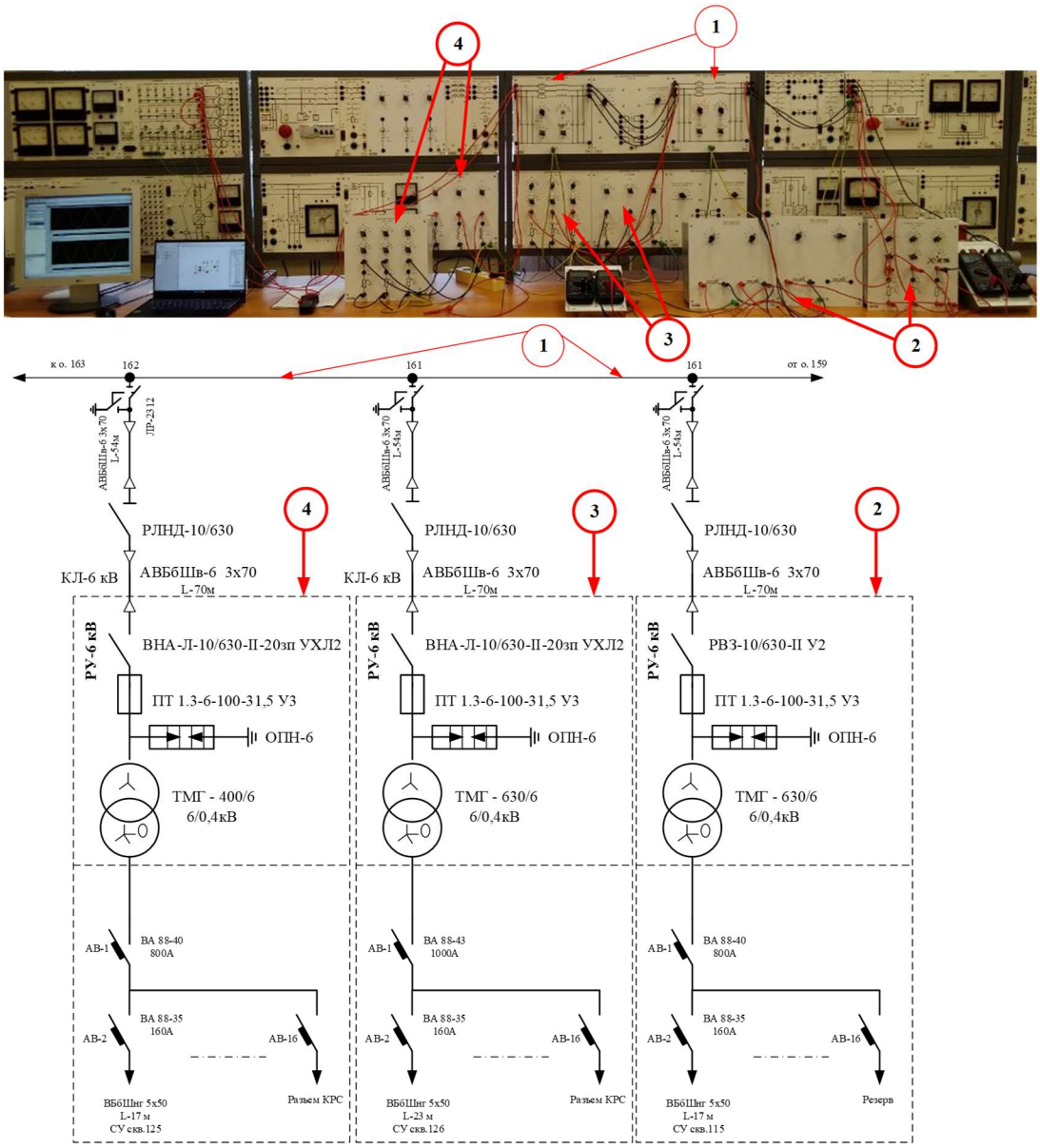


Рисунок 4.10 – Сопоставление лабораторной модели системы электроснабжения с участком ЭТК НДП

На представленном рисунке модель системы электроснабжения сопоставляется с участком ЭТК НДП, где под пунктом 1 задана линия электропередачи; под пунктом 2 нагрузка в виде КТП на участке ЭТК НДП и

активно-индуктивная нагрузка на лабораторном стенде; пункты 3 и 4 аналогичны пункту 2. При этом каждый пункт, то есть элемент лабораторного стенда подобен части участка ЭТК НДП.

При учете модели линии электропередачи эквивалентные сопротивления схемы замещения определяются в соответствии с выражениями (24) и (25). ЛЭП лабораторной модели обладает аналогичными параметрами. В соответствии с первой теоремой подобия [93] линии участка ЭТК НДП и лабораторной модели подобны. Можно выделить следующие коэффициенты подобия:

$$\pi_{\text{Л}} = \frac{Z_{\text{Л}}^{\text{<У1>}}}{Z_{\text{Л}}^{\text{<Л1>}}} = const; \tag{75}$$

$$\pi_{\text{ЛШ}} = \frac{Z_{\text{ЛШ}}^{\text{<У1>}}}{Z_{\text{ЛШ}}^{\text{<Л1>}}} = const, \tag{76}$$

где <У> – принадлежность параметров к участку ЭТК НДП; <Л> – принадлежность параметров к лабораторной модели системы электроснабжения, π – коэффициенты подобия.

Так как указанные коэффициенты постоянны и неизменны во времени, то этого достаточно для установления подобия ЛЭП участка ЭТК НДП и лабораторной модели системы электроснабжения.

При этом пункты 2-4 на рисунке 4.10 не могут быть подобны по условию первой теоремы подобия. Связано это с тем, что изменение режима работы нагрузки как лабораторной, так и реальной, приводит к изменению коэффициента подобия. А потому для установки связи подобия данных систем требуется рассматривать протекающие процессы во времени. В соответствии с описанием моделей элементов в общем виде мощность определяется по выражению, учитывая, что подобие может быть также аффинным, что не противоречит первой теореме:

$$S = Z \cdot I^2 = f(Z, I); \tag{77}$$

где Z – сопротивление элемента, представляется в виде эквивалентного значения для участка, Ом. I – токовая нагрузка в линии, А.

Учитывая, что величина мощности меняется в зависимости от указанных параметров, принимая во внимание, что величины тока и сопротивления могут меняться во времени, тогда:

$$S = f(Z, I, t); \tag{78}$$

Представляя сопротивление (Z) в дифференциальной форме, то есть с учетом изменения значения во времени, записывается следующим образом:

$$dZ = \frac{\partial Z}{\partial t}; \tag{79}$$

где dZ – дифференциальное значение сопротивления; $\partial Z/\partial t$ – частная производная Z по времени.

Аналогично записывается величина тока:

$$dI = \frac{\partial I}{\partial t}; \tag{80}$$

где dI – дифференциальное значение тока; $\partial I/\partial t$ – частная производная I по времени.

При дифференцировании обеих сторон уравнения (77) с применением правила производной произведения и факторизацией dt расчет производной мощности в дифференциальной форме записывается:

$$dS = (I^2 \partial Z + 2ZI\partial I)dt. \tag{81}$$

Тогда коэффициенты подобия систем определяется по выражениям:

$$\pi_{Н2} = \frac{dS^{<У2>}}{dS^{<Л2>}};\ \pi_{Н3} = \frac{dS^{<У3>}}{dS^{<Л3>}};\ \pi_{Н4} = \frac{dS^{<У4>}}{dS^{<Л4>}}, \tag{82}$$

где <У2>, <У3>, <У4> – принадлежность параметров к соответствующей нагрузке участка ЭТК НДП; <Л2>, <Л3>, <Л4> - принадлежность параметров к соответствующей нагрузке лабораторной модели системы электроснабжения.

В таком случае подобие является приближенным, чего достаточно для оценки валидности алгоритма снижения удельного электропотребления на границе балансовой принадлежности, то есть изменение в одной системе подобным образом представляется в другой системе. Следует понимать, что при таком подходе полная мощность исследуемой системы определяется по выражению:

$$S = \int (I^2 dZ + 2ZIdI)dt\,, \tag{83}$$

Представленное выражение может использоваться для определения мощности подобной системы при известных коэффициентах подобия.

Как видно из представленного сопоставления лабораторного стенда с участком ЭТК НДП: выделяется две линии электропередачи и 3 нагрузки. Для валидации разработанного алгоритма на лабораторном стенде был проведен эксперимент с перераспределением мощности. Параметры стендового оборудования в двух режимах представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Параметры лабораторной модели системы электроснабжения

Режим	ЛЭП		Н1		Н2		Н3	
	R, Ом	L, Гн	R, Ом	L, Гн	R, Ом	L, Гн	R, Ом	L, Гн
1	120	0,6	6822	3	3609	11,5	2530	1
2			2530	1,02			6822	3

В первом режиме суммарное потребление мощности составляет 78,3ВА, суммарная величина потерь мощности в таком режиме составляет 5,59 ВА. После перераспределения мощности суммарное потребление мощности составляет 74,8 ВА, а величина суммарных потерь мощности составляет 2,72 ВА. Таким образом, потребление электроэнергии снизилось приблизительно на 4,5%. Замеры производились мультиметром *Mastech MY*60, сведения о котором представлены в приложении Д.

Таким образом при перераспределении нагрузи удается снизить величину потерь. Следовательно, применение разработанного алгоритма на участке ЭТК НДП даст схожий результат, так как системы подобны. Однако на лабораторной модели системы электроснабжения невозможно оценить изменение КПД установки после перераспределения мощности, что актуально для ЭТК НДП, поэтому снижение удельного электропотребление может быть существеннее, при этом соблюдая условие постоянства целевого показателя дебита нефти.

С целью оценки влияния изменения КПД при распределении дебита, а также оценки возможности реализации разработанной структуры системы

управления ЭТК НДП требуется произвести опыт на полунатурной модели скважины, в том числе, с применением реального погружного электродвигателя.

Полунатурная модель участка ЭТК НДП

Полунатурная модель участка ЭТК НДП представляет из себя «спарки» двигателей. Один из двигателей имитирует насос с ГДС, а второй – это, непосредственно, погружной электродвигатель. Управление всеми двигателями осуществляется с помощью преобразователей частоты. Нагружаемые двигатели, которые имитируют ПЭД, управляются через СУ, режим которой задает ПЛК. В одной из «спарок» двигателей фактически установлен ПЭД. Электрическая принципиальная схема полунатурной модели участка ЭТК НДП представлена на рисунке 4.11.

Апробация разработанного алгоритма в полной степени с использованием представленной полунатурной модели невозможна, так как отсутствуют линии электропередачи между моделями УЭЦН. Однако оценить эффект от изменения КПД установки возможно, что также позитивно скажется на снижении удельного электропотребления не только отдельной скважины, но и всего ЭТК НДП. Сопоставление полунатурной модели с участком ЭТК НДП представлено на рисунке 4.12. Изменение режима на реальном объекте для проведения эксперимента невозможно, поэтому предполагается, что все результаты, полученные при моделировании, будут справедливы для реального объекта. Предположение строится на подобии сравниваемых систем.

В значительной мере проведение эксперимента на полунатурной модели необходимо для демонстрации возможности задания режима работы скважинного электрооборудования через ПЛК.

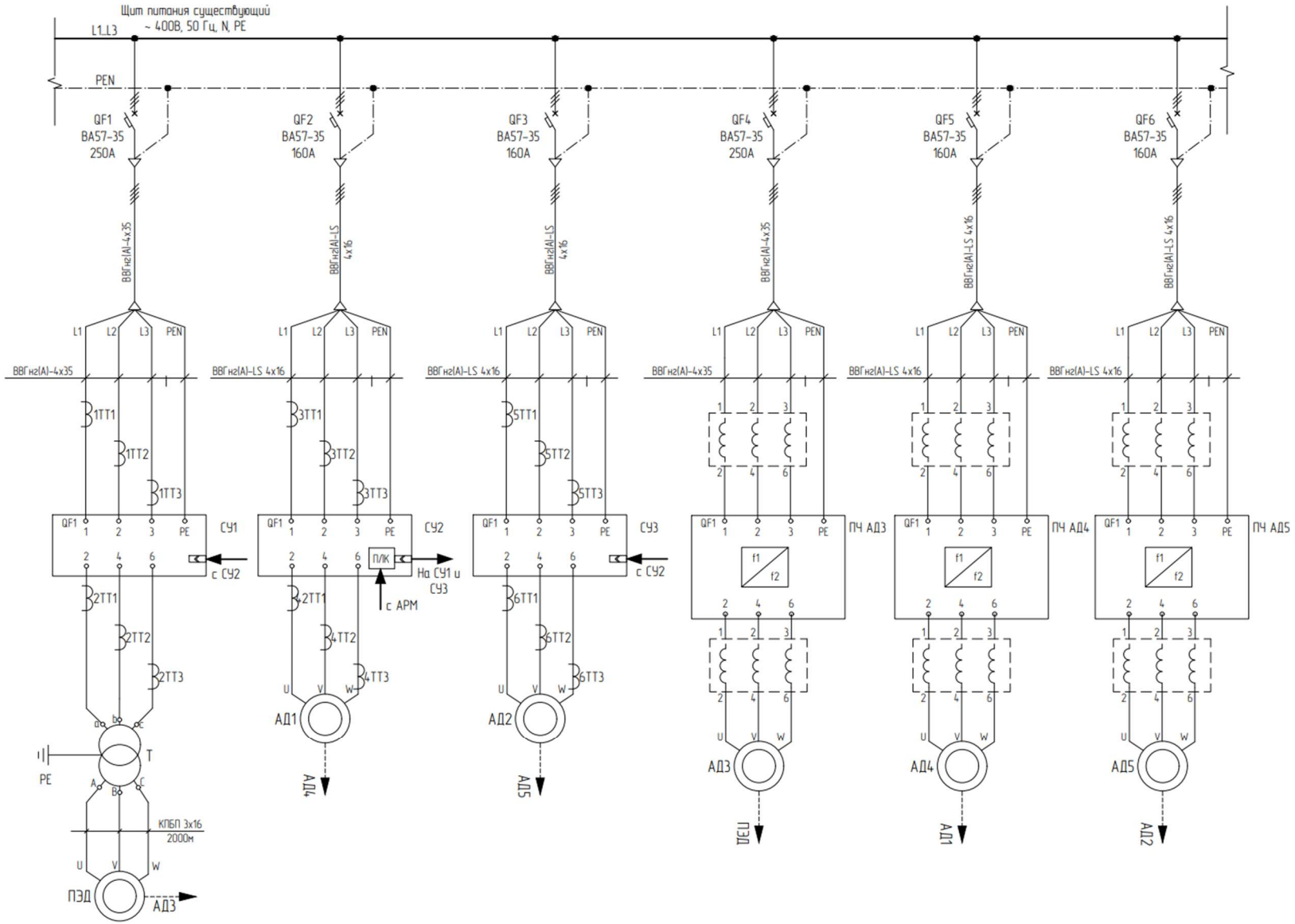


Рисунок 4.11 – Электрическая принципиальная схема полунатурной модели участка ЭТК НДП

Номинальные параметры используемого электрооборудования на полунатурной модели представлены в таблице приложение В.

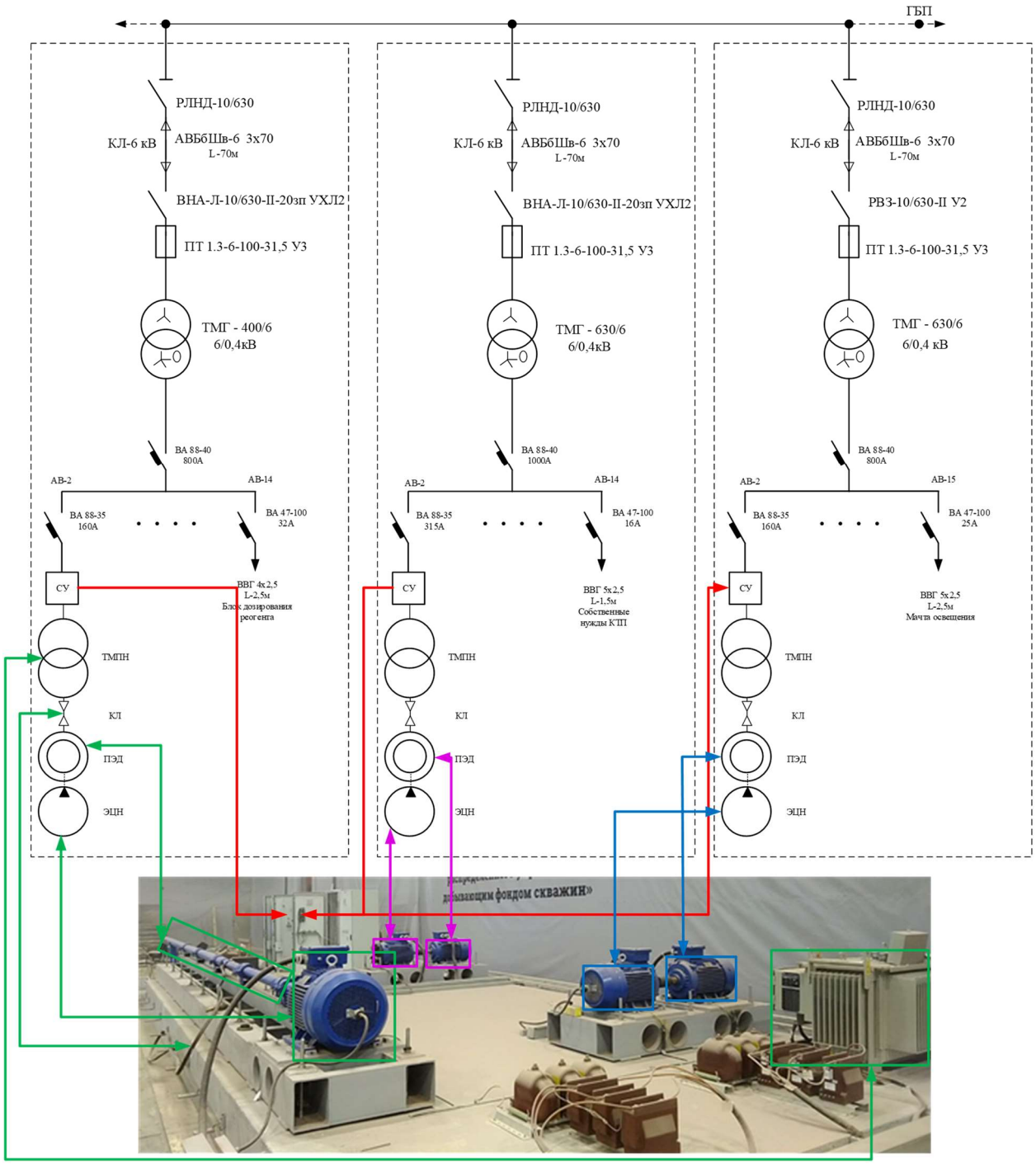


Рисунок 4.12 – Сопоставление полунатурной модели с участком ЭТК НДП

Параметры сопоставляемого электрооборудования модели и участка ЭТК НДП представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Параметры сопоставляемого электрооборудования модели и участка ЭТК НДП

Двигатель				
Номинальные параметры	Модель		Объект	
Сопоставляемые	1	2	1	2
Тип	ПЭДН90-117-2000	АИР 200 L4 У3 45 кВт 1500	ПЭДН56-117-1400	ПЭДН45-117-1400
Номинальный ток, А	37,3	84,9	34	26
КПД, %	83,6	92,5	84,5	84
cosφ	0,83	0,86	0,8	0,815
Номинальное напряжение, В	2000	380	1400	1400
Номинальная мощность, кВт	90	45	56	45
Трансформатор*			Кабельная линия	
Номинальные параметры	Модель	Объект	Номинальные параметры	Модель / Объект
Тип	ТМПН-160/2050	ТМПН-160-1250	Тип	КПБП 3х16
Номинальная мощность, кВА	160		Длинна, м	2000
Потери холостого хода, кВт	0,44		Сечение, мм^2	16
Потери короткого замыкания, кВт	2,65		Погонное активное сопротивление, Ом/км	1,16
Напряжение короткого замыкания, %	5,5		Погонное индуктивное сопротивление, Ом/км	0,0675
Напряжение вторичной обмотки, В	2050	1250	Допустимый длительный ток, А	80

* параметры трансформатора приняты в соответствии с каталогом компании МЭТЗ им. В. И. Козлова [101].

Таким образом, подобие рассматриваемых систем определяется через применение коэффициентов масштабирования с учетом аффинности подобия из-за различного соотношения параметров электрооборудования полунатурной модели и реального объекта. Требуется корректно

интерпретировать полученные результаты моделирования с учетом коэффициентов подобия. Важным фактором сравнения полунатурной модели и реального объекта является необходимость корректировки коэффициентов масштабирования систем, у которых отсутствует часть оборудования, присущая реальному объекту, что количественно отражается в отсутствии дополнительных потерь электрической мощности при моделировании. Тогда коэффициенты подобия определяются по выражениям:

$$\frac{Q^{<\text{УН}>}}{Q^{<\text{М}>}\cdot K_{\pi}^{<\text{М}>}}=\pi_Q;\ \frac{P^{<\text{У}>}}{P^{<\text{М}>}\cdot K_{\pi}^{<\text{М}>}}=\pi_P;\ \frac{\eta^{<\text{У}>}}{\eta^{<\text{М}>}}=\pi_\eta;\ \frac{K_{\text{З}}^{<\text{У}>}}{K_{\text{З}}^{<\text{М}>}}=\pi_{\text{З}};\ \pi_{\text{З}}\neq\pi_\eta\neq\pi_P\neq\pi_Q, \qquad (84)$$

где <М> – принадлежность параметров к полунатурной модели; <У> – принадлежность параметров к участку ЭТК НДП; K_π – условие корректирования, учитывающее сопоставление мощности между системами при отсутствии отдельных и значимых элементов в сравниваемых системах (например линии электропередачи или трансформатора); Q – реактивная мощность, квар; P – активная мощность, кВт; η – КПД ЭЦН, о. е.; $K_{\text{З}}$ – коэффициент загрузки ПЭД.

Как видно из представленного критерия подобия, корректируется коэффициент масштабирования систем по мощности, так как именно эта величина изменяется при отсутствии трансформатора и кабельной линии на двух «спарках» двигателей полунатурной модели. Представленные критерии подобия справедливы для всех «спарок» двигателей полунатурной модели (рис. 4.12) при сопоставлении с УЭЦН. Вышесказанное актуально для электротехнической части УЭЦН. При этом в полунатурной модели ЭЦН имитируется асинхронным двигателем из «спарки».

Вышеуказанные «спарки» двигателей рассматриваются как нагружаемый и нагрузочный двигатель. Именно нагрузочный двигатель имитирует механическую мощность, необходимую для подъема нефти с помощью ЭЦН. Через преобразователь частоты (ПЧ) имеется возможность задания момента нагрузочного двигателя. Для пересчета электромагнитного

момента в требуемую мощность на валу нагружаемого двигателя используется следующее выражение [94]:

$$M = \frac{P \cdot 9550}{n}, \tag{85}$$

где P – механическая мощность на валу двигателя, кВт; n – скорость вращения ротора двигателя, об/мин.

Указанный в выражении расчета момент коэффициент «9550» определен из условия, что мощность указывается в кВт, а угловая скорость вращения в радианах в секунду определяется как:

$$\omega = \frac{2 \cdot \pi \cdot n}{60} \Rightarrow \frac{60}{2 \cdot \pi} = 9,55 . \tag{86}$$

При этом скорость вращения двигателя определяется с учетом конструкции по выражению:

$$n = \frac{120 \cdot f}{p} \cdot (1 - s), \tag{87}$$

где f – частота питающего напряжения, Гц; p – количество полюсов двигателя; s – скольжение асинхронного двигателя, %.

Нагружаемые двигатели, электромагнитный момент которых требуется задать, сопоставляются с ЭЦН, параметры которых указаны в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Сопоставление нагружаемого двигателя с ЭЦН

Двигатель		АД3	АД4	АД5
Сопоставляемый ЭЦН		ЭЦН-80	ЭЦН-60	
Q_{MAX}, м3/сут.		145	115	
Полиномиальные коэффициенты КПД насоса в зависимости от подачи	k0	$4,88 \cdot 10^{-15}$	$-3,55 \cdot 10^{-15}$	
	k1	2,71	2,40	
	k2	-9,86	-11,07	
	k3	30,19	44,68	
	k4	-47,66	-85,13	
	k5	32,64	70,55	
	k6	-8,03	-21,42	

Пересчет электромагнитного момента на механический не требуется. Связано это с тем, что через ПЧ задается именно электромагнитный момент. В таком случае, по известным параметрам ГДС и объемам добычи определяется эмитируемая загрузка двигателей на полунатурной модели. Электромагнитный момент нагрузочного двигателя в сопоставлении с

дебитом скважин и соответствующим КПД насоса представлен в приложении Г на примере «спарки» АД1 и АД4. Также приложение Г содержит результаты замеров электрической мощности на зажимах СУ нагружаемого двигателя при моделировании указанного режима скважины. Каждому значению рассчитанного электромагнитного момента соответствует дебит скважины и КПД насоса с известным напором, буферным давлением, плотностью жидкости, динамическим уровнем скважины и величиной подачи. Проделанный опыт важен с позиции оценки изменения электропотребления непосредственно на УЭЦН при перераспределении дебита, что необходимо для верификации рациональности выбора диапазона возможного изменения величины подачи нефтяной жидкости.

Следует принимать во внимание, что изменяя дебит регулированием частоты вращения ротора двигателя, расчет дебита после регулирования осуществляется по выражению:

$$Q_2 = \frac{Q_1 \cdot f_2}{f_1}, \tag{88}$$

где Q_1 и Q_2 – объем добываемой жидкости до и после изменения частоты питающего напряжения соответственно, м^3/сут.; f_1 и f_2 – частота питающего напряжения до изменения режима работы и после соответственно, Гц.

В ходе проведения эксперимента и анализа результатов замеров потребления электрической мощности было выяснено, что повышение дебита скважины при частотном регулировании не всегда приводит к увеличению электропотребления, связано это с изменением КПД насоса. Рассматривая на примере таблицы 4.4, демонстрируется изменение режима работы скважины при перераспределении дебита.

Таблица 4.4 – Смена режима работы скважины при повышении дебита

f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	$\eta_{ЭЦН}$, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА
46	71,8	0,50	15,71	1380	1356,95	110,58	21,1+25,2i
46	73	0,49	16,36	1380	1356,95	115,17	21,6+24,8i
46	78	0,43	19,80	1380	1356,95	139,34	24,7+22,9i
47	73	0,50	15,87	1410	1386,45	109,30	21,2+25,1i
47	78	0,45	18,91	1410	1386,45	130,28	23,9+23,3i
48	73	0,51	15,46	1440	1415,95	104,25	20,9+25,4i
48	78	0,47	18,18	1440	1415,95	122,62	23,2+23,7i
49	73	0,53	15,12	1470	1445,45	99,88	20,6+25,6i
49	78	0,48	17,57	1470	1445,45	116,07	22,7+24,1i
50	73	0,54	14,84	1500	1474,95	96,06	20,4+25,8i
50	78	0,50	17,06	1500	1474,95	110,43	22,2+24,4i

В представленной таблице указан серым выделением при частоте 46 Гц фактический режим скважины, который имитируется на полунатурной модели участка ЭТК с помощью «спарок» двигателей АД1 и АД4 (рис. 4.11). Второй режим имитирует повышение дебита скважины при повышении частоты питающего напряжения, следовательно и увеличения скорости вращения вала двигателя по выражению (88):

$$Q_2 = \frac{Q_1 \cdot f_2}{f_1} = \frac{71,8 \cdot 50}{46} = 78,04 \text{, м}^3\text{/сут.}$$

Как видно по представленному примеру, величина потребляемой мощности повысилась на 0,37 %, хотя дебит существенно изменился, при этом активная мощность увеличилась на 5,21 %.

Рассматривая обратную ситуацию, представленную в таблице 4.5 можно наблюдать обратную ситуацию снижения электропотребления.

Таблица 4.5 – Смена режима работы скважины при снижении дебита

f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	$\eta_{ЭЦН}$, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА
41	63	0,51	13,51	1230	1209,5	106,6	19,4+26,8i
41	68	0,45	16,47	1230	1209,5	130,0	21,7+24,7i
41	73	0,38	21,03	1230	1209,5	166,1	25,9+22,2i
46	63	0,56	12,28	1380	1357,0	86,4	18,6+27,9i
46	71,8	0,50	15,71	1380	1357,0	110,6	21,1+25,2i

В таком случае полная потребляемая мощность снижается на 0,66%, а активная мощность на 8,8%. Представленный пример аналогичен и для других «спарок» двигателей полунатурной модели. Следовательно, верно будет утверждать, что снижение потребления удаленных потребителей от границы балансовой принадлежности положительно скажется на снижении электропотребления при передаче электроэнергии, при этом сохраняя высокие показатели энергетической эффективности отдельных скважин. В связи с тем, что полунатурная модель подобна реальным УЭЦН, полученные результаты моделирования справедливы и для ЭТК НДП. Также проявляется эффект повышения КПД ЭЦН при перераспределении дебита, что требуется учитывать при формировании пределов регулирования дебита, в таком случае будет достигнут максимальный позитивный эффект применения разработанного алгоритма. Измерения выполнялись с применением анализатора качества *Chauvin Arnoux PEL*103, данные о измерительной погрешности которого представлены в приложении Д.

Следует отметить, что при задании режимов на полунатурной модели использовался ПЛК. Режим работы каждой «спарки» был заранее спланирован и записан в память ПЛК, то есть использовались ЭПС, но параметр дебита эмулировался через электромагнитный момент нагружаемого двигателя, что является единственным допущением. Это еще раз подтверждает работоспособность представленной структуры системы управления ЭТК НДП в совокупности с применением ЭПС.

Исследования на лабораторном стенде системы электроснабжения и полунатурной модели участка ЭТК НДП подтверждают, что реализация отдельных блоков разработанного алгоритма снижения удельного электропотребления возможно. Однако, апробация алгоритма, а не отдельных его блоков, возможна только с применением математической модели ЭТК НДП.

4.2.2 Оценка эффективности алгоритма снижения удельного электропотребления ЭТК НДП

Оценка адекватности разработанной математической модели ЭТК НДП

Оценка адекватности математической модели ПО, созданного на платформе *LabView,* проводится в два этапа. На первом этапе оценивается адекватность моделирования электропотребления скважины типа УЭЦН, как основного потребителя электроэнергии в ЭТК НДП. В этом случае задаются технологические параметры ГДС и режима работы электрооборудования, результат вычисления сравнивается с результатом инструментальных замеров. Второй этап заключается в оценке погрешности при моделировании процесса передачи и распределения электроэнергии. Для реализации второго этапа используется ПО *RastrWin* 3, а мощность нагрузок задается по значениям инструментальных замеров. ПО *RastrWin* 3 было выбрано, так как именно этот вычислительный комплекс используется в АО «Системный оператор Единой энергетической системы» в задачах расчета режимов электрических сетей и систем.

Оценка адекватности моделирования электропотребления УЭЦН производилась на примере скважин 111, 121 и 117 месторождения им. Сухарева. Оборудование и технологический режим скважины представлены в таблицах 4.6-4.8 с указанием результата инструментального замера и моделирования электропотребления. Инструментальные замеры выполнялись анализатором качества электроэнергии *fluke* 435, параметры измерительной погрешности которого представлены в приложении Д. За оценочный интервал электропотребления принят 1 день (24 часа работы оборудования). Результаты инструментальных замеров производились на СШ КТП перед станцией управления УЭЦН.

Адекватность моделирования оценивается с учетом погрешности анализатора качества электроэнергии, поэтому использовался метод оценки

относительной погрешности [95-97]. Расчет относительной погрешности выполняется по выражению:

$$\varepsilon = \frac{|x_{Д} - x|}{x} \cdot 100, \quad (89)$$

где $x_{Д}$ – верхняя и нижняя доверительная величина результата инструментального замера; x – результат моделирования.

Таблица 4.6 – Результат инструментального замера и моделирования электропотребления для скважины №117

Скважина	Параметры ГДС и установленного оборудования		Электропотребление, кВт·ч	
117	Трансформатор	ТМПН-100/1250	Модель	Скважина
	Кабельная линия	КПБП 3х16, L=2050, м	409,92	393,7±3,94
	Насос	ЭЦН-80		
	Станция управления	ИРЗ-250		
	Двигатель	ПЭД56-117-1600		
	f_2, Гц	47,5		
	$Q_{НС}$, м^3/сут.	94		
	$H_{ДИН}$, м	902		
	$\rho_{ж}$, кг/м3	904		
	$P_{БУФ}$, МПа	1,22		

Относительная погрешность моделирования для скважины 117 составила 3,0-4,9%.

Таблица 4.7 – Результат инструментального замера и моделирования электропотребления для скважины №111

Скважина	Параметры ГДС и установленного оборудования		Электропотребление, кВт·ч	
111	Трансформатор	ТМПН-160/1902	Модель	Скважина
	Кабельная линия	КПБП 3х10, L=2105, м	275,5	268,7±2,69
	Насос	ЭЦН-60		
	Станция управления	Эталон-250		
	Двигатель	ПЭД45-117-1400		
	f_2, Гц	46		
	$Q_{НС}$, м^3/сут.	60		
	$H_{ДИН}$, м	970		
	$\rho_{ж}$, кг/м3	838		
	$P_{БУФ}$, МПа	6		

Относительная погрешность моделирования для скважины 111 составляет 1,5-3,5%.

Таблица 4.8 – Результат инструментального замера и моделирования электропотребления для скважины №121

Скважина	Параметры ГДС и установленного оборудования		Электропотребление, кВт·ч	
121	Трансформатор	ТМПН-100/1250	Модель	Скважина
	Кабельная линия	КПБП 3х16, L=2070, м	271,9	274,8±2,72
	Насос	ЭЦН-50		
	Станция управления	Борец-250		
	Двигатель	ПЭДН40-117-1250		
	f_2, Гц	50		
	$Q_{НС}$, м^3/сут.	11,3		
	$H_{ДИН}$, м	1738		
	$\rho_ж$, кг/м3	904		
	$P_{БУФ}$, МПа	1,22		

Относительная погрешность моделирования для скважины 121 составляет 0,9-1,1%.

Максимальная погрешность моделирования электропотребления скважины составляет 4,9%. Изменение начальных условий модели не приводит к существенным изменениям результата моделирования, что говорит о высокой устойчивости модели. Результаты моделирования сопоставимы с результатами инструментальных замеров. Результат оценки доказывает адекватность модели расчета электропотребления.

При принятии результатов вычисления электропотребления скважин за истинные, требуется проверить адекватность моделирования процесса передачи и распределения электроэнергии. В качестве эталонной модели используется программное обеспечение *RastrWin*. На рисунке 4.13 представлен участок ЭТК НДП с параметрами мощностей, который принят эталонным для моделирования. В данном случае, при моделировании участка ЭТК НДП принимается допущение о ненулевом потреблении электроэнергии только у тех скважин, электропотребление которых было промоделировано ранее.

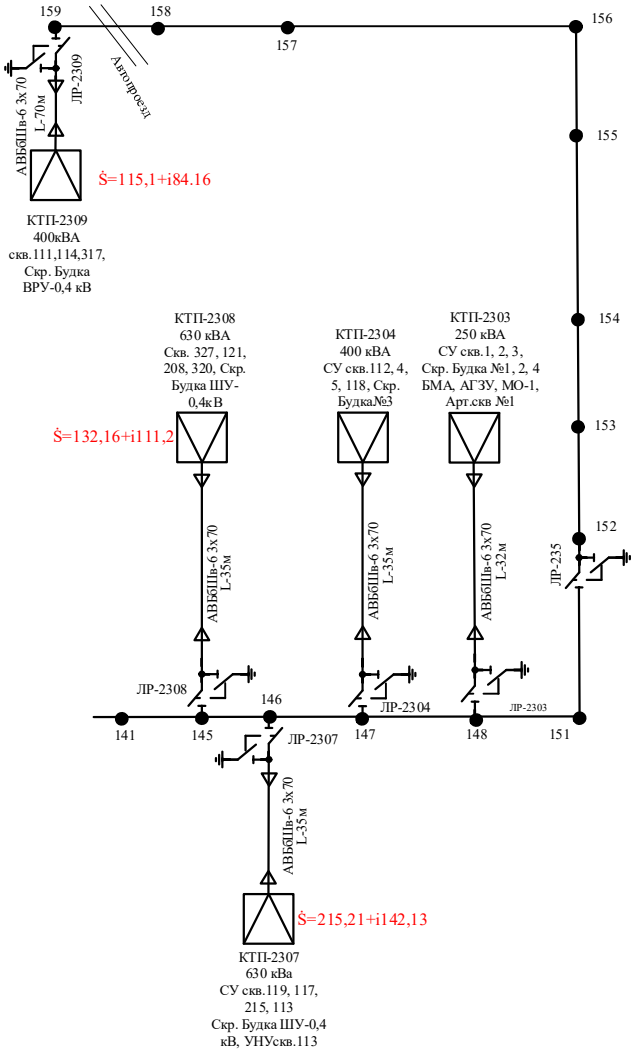


Рисунок 4.13 – Участок ЭТК НДП для анализа адекватности определения потребления и распределения электроэнергии

Результат моделирования процессов потребления и распределения электроэнергии в ПО *RastrWin* в графическом виде представлен на рисунке 4.14. Сравнение результатов моделирования в разработанном ПО и в *RastrWin* представлено в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Сравнение результатов моделирования распределения электроэнергии на участке ЭТК НДП

Сравниваемые результаты	*P*, кВт	*Q*, квар	*S*, кВА
RastrWin	459,6	358,8	583,1
ПО в *LabView*	443,7	338,5	551,3
Погрешность, %	3,46	5,67	5,45

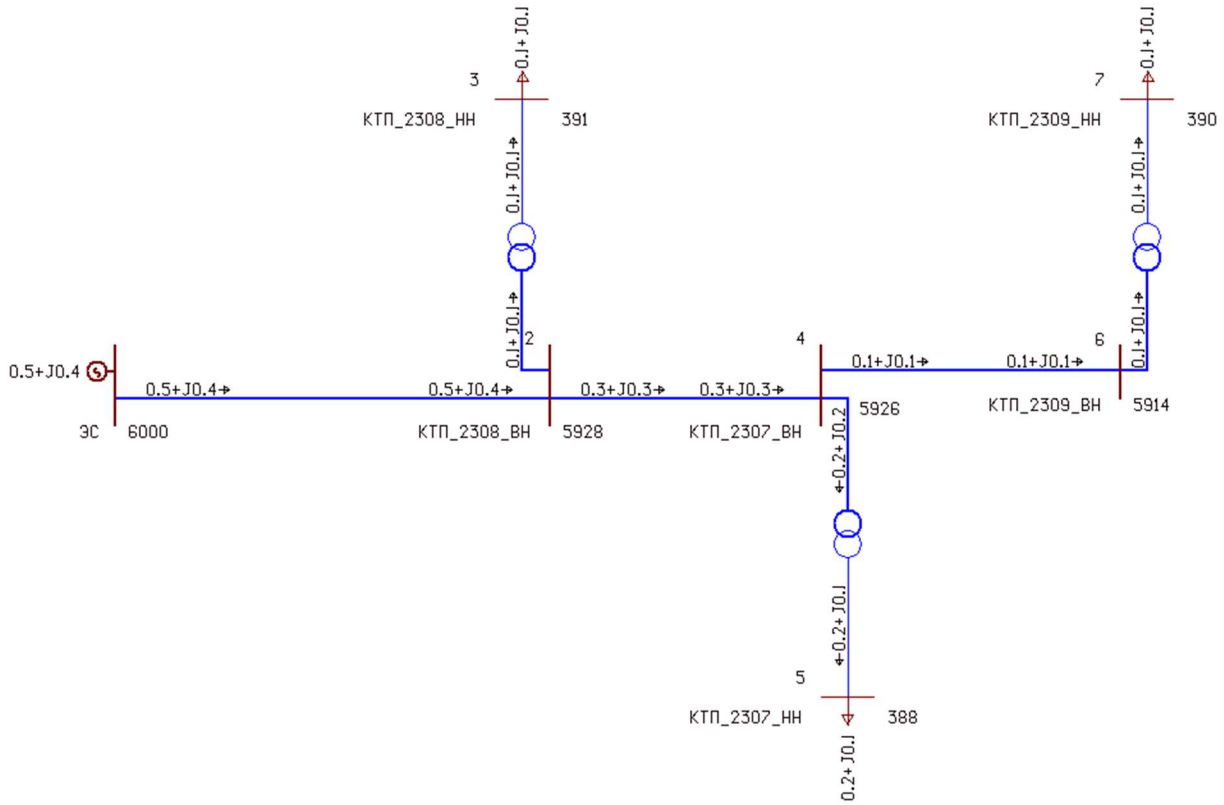


Рисунок 4.14 – Графическое представление результата моделирования участка ЭТК НДП в *RastrWin*

Как видно по сравнению результатов моделирования погрешность составляет 5,45% при рассмотрении полной мощности. Полученный результат моделирования в двух программных средах позволяет сделать вывод, что разработанное ПО на платформе *LabView* пригодно для использования в качестве инструмента апробации алгоритма снижения удельного электропотребления на границе балансовой принадлежности.

Апробация алгоритма снижения удельного электропотребления ЭТК НДП.

Данные для моделирования датируются от 06.11.2023 года в качестве исходного режима работы, на примере которых рассматривается перспектива применения разработанного алгоритма. Расчет электропотребления рассчитывается на 1 сутки (24 часа). Время изменения режима работы одной скважины занимает 1 час, что связано с особенностями получения данных с

АГЗУ. Затраченное время на смену режима работы всех скважины и изменение электропотребления в течении этого периода не учитывалось при оценке эффекта снижения удельного электропотребления.

Изменение дебита скважин осуществляется в соответствии с алгоритмом, который представлен на рисунке 3.11 с учетом допущений, описанных ранее. Таким образом, на первой итерации выполнения алгоритма считывается завершенным этап сбора и подготовки данных, а также не выполняется актуализация данных с АГЗУ, так как считается, что параметры изменяются предсказуемо, а система ППД отрабатывает штатно. Моделирование нулевого или текущего режима является необходимостью для оценки эффективности принятых решений. Графически перераспределение дебита скважин представлено на рисунке 4.15. Численное перераспределение дебита скважин представлено в таблице 4.10.

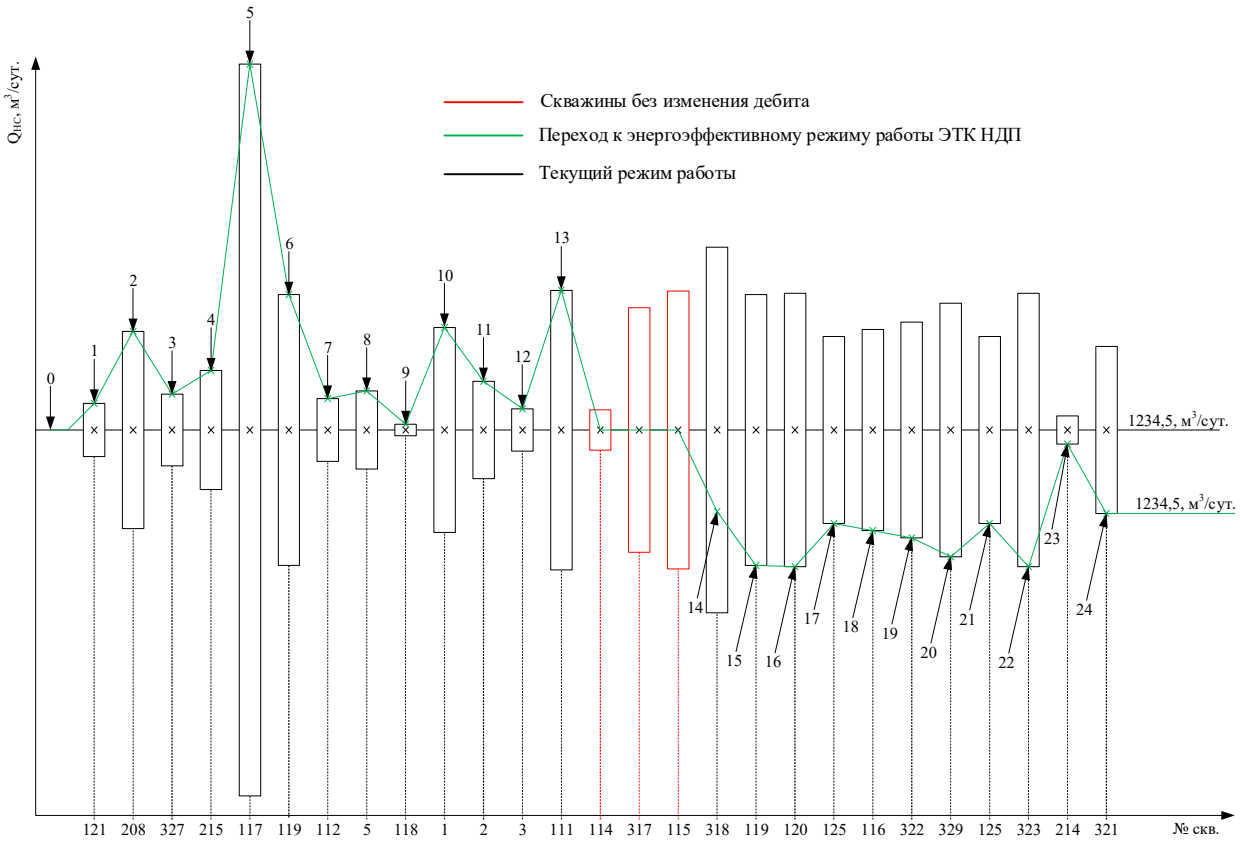


Рисунок 4.15 – Графическое представление перераспределения дебита скважин месторождения им. Сухарева

Таблица 4.10 – Численное изменение дебита скважин при перераспределении

№ скв.	$Q_{НС}$ до изменения, м^3/сут.	$dQ_{НС}$, м^3/сут.	$Q_{НС}$ после изменения, м^3/сут.
121	13,6	0,68	14,28
208	50,6	2,53	53,13
327	18,5	0,925	19,425
215	30,6	1,53	32,13
117	94	9,4	103,4
119	69,6	3,48	73,08
112	16,2	0,81	17,01
5	20	1	21
118	3	0,15	3,15
1	52,7	2,635	55,335
2	25	1,25	26,25
3	10,9	0,545	11,445
111	71,8	3,59	75,39
114	10,4	0	10,4
317	62,8	0	62,8
115	71,4	0	71,4
318	84,8	-2,095	82,705
119	69,6	-3,48	66,12
120	70,3	-3,515	66,785
125	48	-2,4	45,6
116	51,7	-2,585	49,115
322	55,4	-2,77	52,63
329	65,1	-3,255	61,845
125	48	-2,4	45,6
323	70,3	-3,515	66,785
214	7,2	-0,36	6,84
321	43	-2,15	40,85
сумм	1234,5	0,00	1234,5

В представленной таблице 4.10 скважины указаны в порядке удаленности от ГБП. Соответственно, изменение дебита со знаком «-» означает его снижение и наоборот. Каждое изменение дебита характеризуется новым режимом работы ЭТК НДП. Частота питающего напряжения каждой скважины после СУ рассчитывается в соответствии с выражением (88). Заданный режим длится не более 1 часа. При нулевом приращении дебита режим не является новым и соответствует предшествующему. Как видно по представленной таблице и рисунку требуется выполнить 24 изменения режима, что совокупно займет 24 часа. После чего будет установлен новый,

энергоэффективный режим работы скважинного фонда, в котором учтен процесс распределения электроэнергии.

На рисунке 4.16 представлен расчет нулевого, текущего режима работы в разработанном ПО на платформе *LabView* с демонстрацией части пользовательского интерфейса. Результат моделирования всех режимов работы при поэтапном перераспределении дебита на скважинах представлен в таблице 4.11.

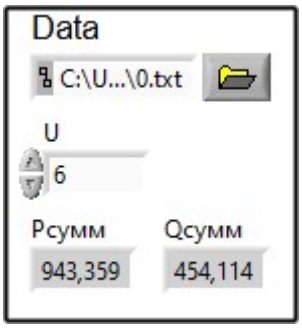


Рисунок 4.16 – Результат расчета нулевого режима в ПО, разработанном на платформе *LabView*

Таблица 4.11 – Результат моделирования всех этапов перераспределения дебита скважин

№ п/п	№ скв.	$Q_{НС}$, м^3/сут.	$Q_{НСУМ}$, м^3/сут	P, кВт	Q, квар	S, кВА	ΔP, %	W, кВт·ч	$W_{УД}$, кВт/м^3
0	-	-	1234,5	943,36	454,11	1046,97	0,00	22640,62	18,34
1	121	0,68	1235,18	944,50	469,16	1054,61	0,73	22668,02	18,35
2	208	2,53	1237,71	947,17	479,91	1061,81	1,42	22731,96	18,37
3	327	0,93	1238,635	947,77	480,15	1062,46	1,48	22746,48	18,36
4	215	1,53	1240,165	959,78	474,89	1070,84	2,28	23034,67	18,57
5	117	9,40	1249,565	963,40	466,67	1070,48	2,25	23121,62	18,50
6	119	3,48	1253,045	966,84	479,72	1079,31	3,09	23204,21	18,52
7	112	0,81	1253,855	967,02	479,92	1079,56	3,11	23208,50	18,51
8	5	1,00	1254,855	969,15	479,82	1081,42	3,29	23259,55	18,54
9	118	0,15	1255,005	969,98	479,56	1082,06	3,35	23279,59	18,55
10	1	2,64	1257,64	973,18	477,87	1084,18	3,55	23356,25	18,57
11	2	1,25	1258,89	976,07	478,74	1087,16	3,84	23425,78	18,61
12	3	0,55	1259,435	977,12	478,26	1087,89	3,91	23450,98	18,62
13	111	3,59	1263,025	979,07	479,94	1090,38	4,15	23497,70	18,60

Окончание таблицы 4.11

№ п/п	№ скв.	$Q_{НС}$, м^3/сут.	$Q_{НСУМ}$, м^3/сут	P, кВт	Q, квар	S, кВА	ΔP, %	W, кВт·ч	$W_{УД}$, кВт/м^3
13	114	0,00	1263,025	979,07	479,94	1090,38	4,15	23497,70	18,60
13	317	0,00	1263,025	979,07	479,94	1090,38	4,15	23497,70	18,60
13	115	0,00	1263,025	979,07	479,94	1090,38	4,15	23497,70	18,60
14	318	-2,09	1260,93	977,86	479,21	1088,97	4,01	23468,64	18,61
15	119	-3,48	1257,45	967,61	482,10	1081,05	3,26	23222,52	18,47
16	120	-3,52	1253,935	959,17	462,90	1065,02	1,72	23020,01	18,36
17	125	-2,40	1251,535	956,24	463,90	1062,82	1,51	22949,74	18,34
18	116	-2,59	1248,95	943,94	474,05	1056,29	0,89	22654,49	18,14
19	322	-2,77	1246,18	932,34	472,75	1045,34	-0,16	22376,09	17,96
20	329	-3,26	1242,925	931,38	471,72	1044,02	-0,28	22353,05	17,98
21	125	-2,40	1240,525	926,66	468,68	1038,44	-0,81	22239,94	17,93
22	323	-3,52	1237,01	923,76	455,40	1029,91	-1,63	22170,24	17,92
23	214	-0,36	1236,65	921,09	456,26	1027,90	-1,82	22106,21	17,88
24	321	-2,15	1234,5	913,24	449,76	1017,98	-2,77	21917,78	17,75
Снижение удельного электропотребления, %									3,19

Как видно из таблицы 4.11 за счет перераспределения дебита скважин в соответствии с разработанным алгоритмом (рис. 3.11) удается снизить удельное электропотребление. Следует учесть, что расчет осуществлялся до границы балансовой принадлежности, то есть с учетом потерь мощности при передаче и распределении электроэнергии, что ранее не учитывалось при оптимизации режима работы скважинного фонда ЭТК НДП.

4.3 Анализ применимости разработанных решений на нефтяных месторождениях Пермского края

Алгоритм разработан под условия наличия централизованного управления скважинного фонда НДП. В ином случае разработанный алгоритм применим с условиями: смена режима должна подтверждаться вручную; контроль параметров ГДС осуществляется раз в час; выход на новый режим не может прерываться, временно приостанавливаться для выполнения недостающих расчетов, что подразумевает наличие ЭПС для каждого объекта. При соблюдении указанных факторов разработанный алгоритм может использоваться без модернизации текущей материально-технической базы НДП. Однако рекомендуется внедрять систему централизованного

управления [47], но через ПЛК в связи с системой расчета текущего электропотребления в ЭТК с наличием обратной связи о ГДС. Такой подход позволяет учитывать реальное электропотребление каждой скважины в сопоставлении с целевыми показателями добычи нефти, корректировать режим работы каждой скважины, поддерживая всегда максимально энергоэффективный способ добычи нефти.

Однако разработанный алгоритм не так эффективен при применении на месторождениях, кустах или участках добычи, где нет разветвленной системы электроснабжения, так как не будет эффекта от перераспределения объемов добычи нефти. При этом применение ПЛК в качестве инструмента управления режимом работы скважины может применяться даже для одиночно стоящих скважин, в том числе типа ШГН.

Созданные решения в совокупности на территории Пермского края могут найти широкое применение на 11, 12, 7 и 4 центрах добычи нефти и газа (ЦДНГ), применимо к месторождениям: «им. Сухарева», по данным с которого выполнялось диссертационное исследование; «Сибирское»; «Уньвинское»; «Шершневское»; «Гагаринское»; «Жилинское»; «Маговское»; «Озерное»; «Юрчукское»; «Ольховское»; «Ярино-Каменноложское»; «Березовское»; «Бугровское»; «Западное»; «Змеевское»; «Ножовское»; «Опалихинское»; «Падунское»; «Первомайское» и др. Данные перечень подтверждает широкий спектр возможного применения разработок диссертационного исследования, подтверждает практическую значимость.

Выводы по главе 4

1. Разработано ПО на платформе *LabView* для апробации алгоритма снижения удельного электропотребления на основе рациональных режимов работы скважинного фонда в виде цифровой модели ЭТК НДП месторождения им. Сухарева.

2. Выполнено моделирование режимов работы УЭЦН, которые входят в состав ЭТК НДП. Оценена относительная погрешность результата

моделирования в сравнении с результатами инструментальных замеров. Максимальная погрешность составляет 4,9 %.

3. Выполнена оценка возможности задания режима работы группы скважин используя ПЛК в качестве центра управления. Апробация указанного способа управления выполнена на полунатурной модели скважин. Результат эксперимента оказался ожидаемо положительным.

4. Выполнена апробация и верификация алгоритма перераспределения дебита на лабораторном стенде системы электроснабжения. Апробирован и верифицирован способ задания режима работы скважин с помощью ЭПС на разработанной полунатурной модели (при допущении, что ЭЦН моделируется нагрузочным АД через электромагнитный момент, который имитирует требуемый объем добычи нефти).

5. Выполнено сравнение моделирования процессов распределения электроэнергии на «цифровой модели ЭТК НДП на примере месторождения им. Сухарева» и апробированном и применяемом в сетевых компаниях прикладным программным продуктом «*RastrWin*». В ходе сравнения выявлена погрешность по полной мощности в 5,45%. Однако общий тренд распределения мощностей позволил сделать заключение о пригодности цифровой модели ЭТК НДП месторождения им. Сухарева для апробации разработанного алгоритма снижения удельного электропотребления.

6. Апробирован алгоритм снижения удельного электропотребления посредством перераспределения дебита скважин. Результат апробации является положительным, наблюдается снижение удельного электропотребления на 3,19% от суммарной величины. В натуральной величине это выражается в экономии 722,83 кВт·ч при сохранении прежних объемов добычи, что сопоставимо с отключением одной скважины типа УЭЦН при среднем дебите 50 $м^3$/сут.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основным результатом диссертационной работы является решение актуальной научной задачи, заключающейся разработке научно-методического обоснования внедрения централизованного управления группой скважин, позволяющего производить подбор оптимального режима работы всего ЭТК НДП.

В ходе работы:

1) Модернизирована структура системы управления электротехнического комплекса нефтедобывающего предприятия, учитывающая в своем составе параметры установленного электрооборудования скважин, а также топологию системы электроснабжения с возможностью получения обратной связи о технологическом режиме с автоматизированной групповой замерной установки.

2) Разработан метод подбора параметров скважинного электротехнического оборудования, что позволяет выполнить математическое моделирование для оценки энергетической эффективности режима работы скважины. Решение данной задачи необходимо для возможности задания режима работы скважины в условиях информационной неопределенности, которая вызвана фактом отсутствия данных в информационной системе предприятия о фактически установленном оборудовании, что систематически не решается организационными мероприятиями. Разработанный метод основан на кластерном анализе данных об установленном скважинном оборудовании и верифицирован.

3) Алгоритмизирован процесс задания оптимального режима работы всего ЭТК НДП с учетом процессов распределения электроэнергии. При алгоритмизации учтены целевые ограничения добычи нефти предприятия, а также техническая возможность изменения дебита каждой скважины с позиции недопущения срыва подачи и поддержания технологического режима работы.

4) Разработана «Цифровая модель на примере месторождения им. Сухарева» в среде программной разработки *LabView*. Разработанная цифровая модель основана на объектно-ориентированном подходе, содержит в своем составе модель системы УЭЦН, статической нагрузки, линии электропередачи и трансформатора. Была апробирована модель УЭЦН в сопоставлении с результатами инструментальных замеров, погрешность составила менее 5%. Так как в составе УЭЦН имеется модель трансформатора и линии электропередачи, эти элементы дополнительную апробацию не проходили. С помощью разработанной цифровой модели был апробирован алгоритм снижения удельного электропотребления на границе балансовой принадлежности. Результат апробации показал, что перспектива от применения созданного алгоритма составляет снижение удельного электропотребления в размере 3,19%.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АСКУЭ – Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии;

АСТУЭ – Автоматизированная система технического учета электроэнергии;

ЭТК – Электротехнический комплекс;

НДП – Нефтедобывающее предприятие;

СУ – Станция управления;

ГДС – Гидродинамическая система;

АГЗУ – Автоматизированная групповая замерная установка;

ЭС – Внешняя энергосистема;

ГБП – Граница балансовой принадлежности;

ЭПС – Энергетический профиль скважины;

ТК – Технологическая карта;

КТП – Комплектная трансформаторная подстанция;

СШ – Секция шин;

ПО – Программное обеспечение;

КПД – Коэффициент полезного действия;

ВП – Виртуальный прибор;

ПЧ – Преобразователь частоты;

ППД – Поддержание пластового давления;

ЦДНГ – Центр добычи нефти и газа;

ЭЦН – Электроприводной центробежный насос;

УЭЦН – Установка электроприводного центробежного насоса;

АД – Асинхронный двигатель.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Цылёв, П.Н. Электропривод и электрооборудование технологических объектов нефтегазовой отрасли: учебное пособие / П. Н. Цылёв. – Пермь : Издательство Пермского национального исследовательского политехнического университета, 2015. – 192 с. - ISBN 978-5-398-01458-7.

2. Фурсанов, М. И. Расчет технологического расхода (потерь) электроэнергии в современных распределительных электрических сетях 0,38 – 10 кВ / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой, В. В. Макаревич // Энергетика: Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2018 – № 5 – Р. 408–422.

3. Брыксин, М. Р. Анализ применения методов интенсификации притока флюида в условиях трудноизвлекаемых запасов / М. Р. Брыксин ; науч. рук. Ю. Н. Орлова // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 6-10 апреля 2020 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2020. — Т. 2. — [С. 49-51].

4. Ерохин, Г.С. Эффективность системы поддержания пластового давления и пути ее совершенствования на кашироподольских отложениях Арланского месторождения / Т. П. Азарова, А. М. Вагизов, А. Т. Гареев, Г. С. Ерохин, С. Р. Нуров // ГЕОЛОГИЯ. 2023. № 7. С. 44-48. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-44-48.

5. Гудков, В. М. Математическая обработка маркшейдерско-геодезических измерений: учебник для ВУЗов / В. М. Гудков, А. В. Хлебников. — Москва: Недра, 1990.—335 с. ISBN 5-247-00877-4

6. Воеводин, В. В. Ошибки округления и устойчивость в прямых методах линейной алгебры: автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора физико-математических наук / В. В. Воеводин. – Москва, 1969. – 153 с.

7. Икрамов, Х. Д. Об одном подходе к анализу ошибок округления неортогональных методов для решения систем линейных алгебраических уравнений: Сборник "Численный анализ на ФОРТРАНе" / Х. Д. Икрамов. - Москва : Издательство МГУ, № 20, 1977, - С. 50-61.

8. Лоскутов, А. Б. Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии: учебное пособие по направлению 13.03.02 - "Электроэнергетика и электротехника" для студентов всех форм обучения / А. Б. Лоскутов, А. И. Гардин, А. А. Лоскутов; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Нижегородский государственный технический университет им. Р. Е. Алексеева". - Нижний Новгород : Нижегородский государственный технический университет им. Р. Е. Алексеева, 2018. - 83 с. ISBN 978-5-502-01082-5

9. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения [Текст] / Государственный комитет Российской Федерации по стандартизации. – Москва : Стандартинформ, 2014.

10. Атнагулов, А.Р. Прогнозирование технического состояния УЭЦН при эксплуатации с оценкой динамических нагрузок : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук : 05.02.13 / А. Р. Атнагулов. - Уфа, 2008. - 172 с. : ил. - Библиогр.: С. 160-172.

11. Анищенко, В. А. Методы и средства управления энергоснабжением и потреблением электроэнергии : учебно-методическое пособие для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение» / В. А. Анищенко, В. Б. Козловская. – Минск : БНТУ, 2013. – 200 с. ISBN 978-985-525-799-9.

12. Величко, В. А. Анализ и прогнозирование потребления электроэнергии / В.А. Величко, А.В. Головко, А.А. Самойлов. - Москва: Энергоатомиздат, 2008. - 240 с.

13. Величко, В. А. Интеллектуальные системы управления в электроэнергетике / В.А. Величко, А.В. Головко, А.А. Самойлов. - Москва: Энергоатомиздат, 2012. - 320 с.

14. Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин Н.В., Чечурин В.Л. Теоретические основы электротехники: В 2-х томах. Том 2. – М.: Высшая школа, 1986. – 463 с.

15. Иващенко, В.А. Теоретические основы автоматизированного управления электропотреблением промышленных предприятий : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук : 05.13.01. – Саратов, 2007. - 254 с. : ил. - Библиогр.: с. 238-254

16. 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

17. 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).

18. Москаленко В. В. Системы автоматизированного управления электропривода : учебник для студентов сред. спец. учеб. заведений, обучающихся по специальности 2913 "Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования пром. и гражд. зданий" / В.В. Москаленко. - Москва : ИНФРА-М, 2004. - 206 с.

19. Чиликин М. Г. Основы автоматизированного электропривода : учебное пособие для вузов по специальности "Электропривод и автоматизация пром. установок" / М. Г. Чиликин, М. М. Соколов - Москва : Энергия, 1974. - 567 с.

20. Семухин М.В. Методологические основы анализа и обработки нечеткой информации на нефтегазодобывающих предприятиях: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук: 05.13.01. - Самара, 2008. - 399 с.: ил. - Библиогр.: с. 160-172

21. Колосок, И.Н. Повышение достоверности телеизмерительной информации в ЭЭС на основе контрольных уравнений : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук : 05.14.02. – Иркутск, 2004. - 323 с. : ил. - Библиогр.: с. 310-323

22. Поляков А. Е. Электротехнические комплексы и системы технологического оборудования как объекты управления энергосберегающими режимами : монография / А. Е. Поляков, Е. А. Рыжкова, М. С. Иванов. - Москва : РГУ им. А. Н. Косыгина, 2017 - 236 с.

23. M. Adamiak, B. Kasztenny, J, Mazereeuw, D. Mcginn,S. Hodder, Considerations for IEC 61850 Process Bus Deployment in Real-world Protection and Control Systems: a business analysis. Paper B5-102, CIGRE 42d session, Paris, 2008.

24. Вариводов В. Н., Цфасман Г. М., Остапенко Е. И., Панибратец А. Н., Чемерис В. С., Шульга Р. Н., «Основные направления создания комплекса оборудования для интеллектуальных электрических сетей», VIII Международная научно-техническая конференция «Интеллектуальная электроэнергетика. Автоматика и высоковольтное коммутационное оборудование», 9–10 ноября 2010 г., Москва

25. Подход к решению проблемы дефицита воды для системы поддержания пластового давления нефтяных месторождений Восточной Сибири (на примере Среднеботуобинского НГКМ) / Р.Р. Валеев, Д.В. Колесников, И.В. Буддо [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – Р. 55–67.

26. Янгулов, П.Л. Усовершенствование методики определения характеристики центробежных насосов для добычи нефти при работе на

вязкой жидкости : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук : 05.02.13. Москва, 2013. - 180 с. : ил. - Библиогр.: с. 170-180.

27. Хакимьянов М.И. Повышение энергоэффективности и оптимизация режимов работы электроприводов в нефтедобывающей промышленности : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук : 05.09.03. - Уфа, 2018. - 247 с. : ил. - Библиогр.: с. 238-247

28. Латыпов И.С. Увеличение пропускной способности электрической сети и повышение энергоэффективности действующей электроэнергетической системы нефтегазопромысловых потребителей / И. С. Латыпов, А. Н. Паршуков, В. В. Сушков, Р. Н. Хамитов, Г. А. Хмара // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 20221. Т. 333. № 42. С. 236–247

29. Костин, В. Н. Оптимизационные задачи электроэнергетики: учебное пособие / В. Н. Костин; Санкт-Петербург: Северо-западный открытый технический университет, 2003. - 120 с.

30. Steven Chase, Erin Jessup, Mauricio Silveira, Jiawei Dong, and Qiaoyin Yang. Protection and Testing Considerations, IEC 61850 Sampled Values-Based Distance and Line Current Differential Schemes, Schweitzer Engineering Laboratories, 2019.

31. Липес, А. В. Моделирование нагрузок и расчеты нормальных режимов в задачах оптимизации электрических сетей и систем : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук : 05.00.00. - Свердловск, 1971. - 190 с.

32. Неуймин В. Г. Методы расчета и анализа нормальных и послеаварийных режимов электрических систем : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук : 05.14.02. - Свердловск, 1987. - 195 с.

33. Готман В. И. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебно-методическое пособие / В. И.

Готман. - Томск : Издательство Томского государственного политехнического университета. 2013, - 32 с.

34. Подход к решению проблемы дефицита воды для системы поддержания пластового давления нефтяных месторождений Восточной Сибири (на примере Среднеботуобинского НГКМ) / Р.Р. Валеев, Д.В. Колесников, И.В. Буддо [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 1. – Р. 55–67.

35. Ковалев В. З. Моделирование электротехнических комплексов и систем как совокупности взаимодействующих подсистем различной физической природы : автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук : 05.09.03. - Омск, 2000. - 39 с.

36. Львова, И. В. Разработка технологии создания эффективной гидродинамической связи продуктивного пласта со скважиной : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук : 25.00.15. - Бугульма, 2004. - 131 с.

37. Семенов, А. С. Использование матрично-топологического метода для расчета потребления электрической энергии по заранее сформированному набору данных / А. С. Семенов, А. Г. Лейсле, А. Б. Петроченков, А. В. Ромодин // Пермь : Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления, - 2020. - № 35. - С. 184-201.

38. Каверин, М.Н. Методика планирования и анализа энергоэффективности добычи нефти / М. Н. Каверин, С. В. Куряев // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2012. –№ 3. – С. 58-62.

39. Кабышев, А.В., Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: учебное пособие/ А. В. Кабышев, С. Г. Обухов. – Томск: Издательство ТПУ, 2006 – 248 с.

40. Снарев, А. И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа: учебное практическое пособие / А.И. Снарев. – изд. 3-е, доп. – Москва: Инфра-Инженерия, 2019. -232 с.: ил

41. Ляпков, П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине: учебное пособие/ П. Д. Ляпков. – Москва: МИНГ, 1987, 71 с.

42. Молчанов, А. П., Занадворов, П. Н. Курс электротехники и радиотехники: учебное пособие/ А. П. Молчанов, П. Н. Занадворов. – 4-е издание. - Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2011. – 608 с. ISBN 978-5-9775-0544-4.

43. Острая, О. В. Теория функций комплексного переменного: учебное пособие/ О. В. Острая, - Оренбург: ГОУ ОГУ, 2008. – 112 с.

44. Корнилов, Г.П. Повышение эффективности электротехнических комплексов предприятий чёрной металлургии за счёт регулируемых компенсирующих устройств : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук : 05.09.03. - Магнитогорск, 2010. - 180 с.

45. Ершов, М.С. Развитие теории, разработка методов и средств повышения надежности и устойчивости электротехнических систем многомашинных комплексов с непрерывными технологическими процессами: диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук : 05.09.03. - Москва, 1995. - 515 с.

46. Станция управления насосами нефтедобычи VLT SALT // S-TEC — Промышленная автоматизация : [сайт]. – 2011. – URL: http://www.s-tec.ru/catalog/51/ (дата обращения 25.02.2024)

47. Артюхов, И.И. Преобразователи частоты и комплексы для централизованного электроснабжения технологического оборудования : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук : 05.09.03. – Санкт-Петербург, 2000. - 365 с.

48. Станции управления Рустмаш АК06 линии RC // Рустмаш : [сайт]. – 2024. – URL: https://rustmash.ru/catalog/rustmash-ak06/rc-russian-classic (дата обращения 25.02.2024)

49. Станции управления установками ЭЦН // Новомет : [сайт]. - URL: https://www.novomet.ru/rus/products-and-services/artificial-lift/variable-speed-drives/?ysclid=lt1j5j0hep877009021 (дата обращения 25.02.2024)

50. СУ03, СУ-03-160, 250, 400, 630, 800 || НОВОМЕТ. Технические характеристики на универсальные станции управления. Техописание, описание устройств ПЭД СУ03160, СУ03250, СУ03400, СУ03630, СУ03800. // Новомет : [сайт]. – URL: https://novomet.nt-rt.ru/images/manuals/su-1.pdf?ysclid=lt1j5lf55n401023442 (дата обращения 25.02.2024)

51. Мишуринских, С. В. Повышение энергетической эффективности системы «погружной электрический двигатель — электроцентробежный насос» на основе рациональных параметров режимов электротехнологического оборудования нефтяных скважин: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 2.4.2. — Москва, 2022. – 173 с.

52. Новомет. Продукция и услуги: Искусственный лифт [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.novomet.ru/rus/products-and-services/artificial-lift/. – Загл. с экрана. – Дата обращения: [08.06.2024].

53. 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.

54. Мазницын, А.Ш., Тарасова, К.А. ПРИМЕНЕНИЕ МАТРИЦ К РАСЧЕТУ ЛИНЕЙНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЕЙ // Международный студенческий научный вестник. – 2018. – № 3-1.URL: https://eduherald.ru/ru/article/view?id=18218 (дата обращения: 01.03.2024)

55. Семенов, А.С., Лейсле, А.Г., Петроченков, А.Б., Ромодин, А.В. Использование матрично-топологического метода для расчета потребления

электрической энергии по заранее сформированному набору данных // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2020. – № 3. – С. 144-156

56. Тыртышников, Е. Е. Матричный анализ и линейная алгебра : учебное пособие / Е. Е. Тыртышников. – Москва : ФИЗМАТЛИТ, 2007. – 480 с.

57. Беклемишев, Д. В. Курс аналитической геометрии и линейной алгебры : учебник для вузов / Д. В. Беклемишев. – 19-е изд., стер. – Санкт-Петербург : Лань, 2022. – 448 с.

58. Мальцев, А. И. Основы линейной алгебры : учебник / А. И. Мальцев. – 5-е изд.,стер. – Санкт-Петербург : Лань, 2021. –480 с.

59. ГОСТ Р МЭК 61850-1-2011. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 1. Введение и обзор.

60. ГОСТ Р МЭК 61850-2-2011. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 2. Термины и определения.

61. ГОСТ Р МЭК 61850-3-2011. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 3. Общие требования.

62. ГОСТ Р МЭК 61850-4-2011. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 4. Системные и проектные аспекты.

63. ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 5. Требования к связи для функций и моделей устройств.

64. ГОСТ Р МЭК 61850-6-2009. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 6. Конфигурация языка для систем управления подстанциями с использованием IEC 61850-6 SCL.

65. ГОСТ Р МЭК 61850-7-1-2011. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7-1. Основные классы логических узлов и классы данных.

66. ГОСТ Р МЭК 61850-7-2-2011. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7-2. Абстрактные модели служб и объекты.

67. ГОСТ Р МЭК 61850-7-3-2011. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7-3. Общие объекты служб приложений.

68. ГОСТ Р МЭК 61850-7-4-2011. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7-4. Классы логических узлов и классы данных для функций управления подстанцией.

69. Бессонов, Л. А. Теоретические основы электротехники / Л. А. Бессонов // Москва, Высшая школа, 1967. - с. 26.

70. Шафиков, И. Н. Повышение энергоэффективности электроприводов погружных электроцентробежных насосов : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 05.09.03. – Уфа. – 2020. – 176 с

71. Станции управления [Электронный ресурс] : продукция и услуги / АО «Новомет-Пермь». - Электрон. текстовые данные. - Пермь, 2024. - Режим доступа: https://www.novomet.ru/rus/products-and-services/artificial-lift/variable-speed-drives/?ysclid=ltblualr3f335712732, свободный. - Загл. с экрана.

72. Хакимьянов, М.И. Современные станции управления штанговыми глубиннонасосными установками / М. И. Хакимьянов // Разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2014. – № 1. – С. 78-85.

73. Станции управления [Электронный ресурс] : каталог продукции / ООО «Рустмаш». - Электрон. текстовые данные. - Москва, 2024. - Режим доступа: https://www.rustmash.ru/catalog/rustmash-ak06?ysclid=ltblwirokb582282799, свободный. - Загл. с экрана.

74. Станции управления УЭЦН. СУ ЭЛЕКТОН-04 [Электронный ресурс] / ЗАО «Элекон». - Электрон. текстовые данные. - Радужный, 2024. - Режим доступа: https://www.elekton.ru/elekton04.shtml?ysclid=ltbm61cko9948334287, свободный. - Загл. с экрана.

75. Гизатуллин, Ф. А. Анализ энергоэффективности электротехнического комплекса нефтегазодобывающего предприятия / Ф. А. Гизатуллин, М. И. Хакимьянов // Известия Института математики и

информатики Удмуртского государственного университета. — 2017. — № 2006.

76. Мукани, Э. Б. Режимы работы систем электроснабжения объектов нефтегазовых месторождений: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.09.03. - Москва, 2011. - 166 с

77. Смирнова, С. И. Оптимизация режимов работы электротехнического комплекса вспомогательного оборудования нефтегазодобывающего предприятия: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.09.03. - Санкт-Петербург, 2011. - 166 с.

78. Количество нефти и нефтяного газа, извлекаемых из недр. Методика измерений установками измерительными групповыми автоматизированными АГЗУ-120М-4,0 / Разраб. Обособленным подразделением Головной научный метрологический центр АО "Нефтеавтоматика" в г. Казань; Исполнители: Крайнов М. В., Нурмухаметов Р. Р., Березовский Е. В. – Казань, 2020.

79. Steinhaus, H. (1957) Sur la division des corps matériels en parties. Bulletin L’Académie Polonaise des Science, 4, 801-804.

80. Венцов, Н.Н. Обзор алгоритмов кластеризации, используемых в задачах поиска изображений по содержанию / Н. Н. Венцов, В. В. Долгов, Л. А. Подколзина // Инженерный вестник Дона. - 2016. – Т. 42. - №3(42)

81. Масляные трансформаторы ТМПН, ТМПНГ [Электронный ресурс] // rec.su. - Режим доступа: https://rec.su/catalog/maslyanye-transformatory/tmpn-tmpng/?sphrase_id=2429 (дата обращения: 15.03.2024)

82. Мельников, Ю. Б. Математическое моделирование: структура, алгебра моделей, обучение построению математических моделей: Монография. - Екатеринбург: Уральское издательство, 2004. - 384 с.

83. Звонарев, С.В. Основы математического моделирования: учебное пособие / С.В. Звонарев. – Екатеринбург: Издательство Уральского федерального университета, 2019. – 112 с. ISBN 978-5-7996-2576-4.

84. Орлов, А.И. Применение метода Монте-Карло при изучении свойств статистических критериев однородности двух независимых выборок / А. И. Орлов // Научный журнал КубГАУ. - 2019. - № 154(10).

85. Соболь, И. М. Метод Монте-Карло/ И.М.Соболь. – Москва : «Наука», 1968. - 64 с.

86. Решетько, М.В. Основы гидравлики, гидрологии и гидрометрии : учебное пособие / Решетько М.В.. — Томск : Томский политехнический университет, 2015. — 193 c. — ISBN 978-5-4387-0557-4. — Текст : электронный // Цифровой образовательный ресурс IPR SMART : [сайт]. — URL: https://www.iprbookshop.ru/55201.html (дата обращения: 22.03.2024). — Режим доступа: для авторизированных пользователей

87. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов. — Москва: М71 ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816 с. ISBN 5-7246-0234-2

88. Пономарева, И.Н. Подземная гидромеханика: учебное пособие / И. Н. Пономарева, В. А. Мордвинов. – Пермь: Пермский государственный технический университет, 2009. – 103 с.

89. ОВЕН. Обновленная серия моноблочных контроллеров ПЛК210-1х с расширенными опциями подключения и повышенной надежностью [Электронный ресурс] // ОВЕН. - 2023. - Режим доступа: https://owen-russia.ru/novosti/oven-predstavlyaet-obnovlennuyu-linejku-kontrollerov-plk210-1x/, свободный. - Загл. с экрана. - Дата обращения: 23.03.2024.

90. Повышение энергетической эффективности электротехнических комплексов нефтедобывающих предприятий / А. С. Семенов, С. В. Мишуринских, А. Б. Петроченков // Электротехника. – 2023. - №11. – с. 29-37., ВАК.

91. Нурбосынов, Д.Н. Минимизация потерь энергии в электротехнических комплексах предприятий нефтедобычи : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук : 05.09.03. - Альметьевск, 2003. - 327 с. : ил. - Библиогр.: с. 310-327

92. National Instruments. LabVIEW Help: Strings and Tables [Электронный ресурс]. URL: https://www.ni.com/docs/en-US/bundle/labview/page/strings-tables.html (дата обращения: 09.06.2024). Режим доступа: свободный

93. Веников, В. А. Теория подобия и моделирования (применительно к задачам электроэнергетики): Учебник для вузов по спец. «Кибернетика электр. Систем» / В. А. Веников, Г. В. Веников – 3-е изд., перераб. и доп. – Москва : Высшая школа, 1984. – 439 с., ил.

94. Анучин, А. С. Системы управления электроприводов : учебник для вузов. / А. С. Анучин - Москва : Издательский дом МЭИ, 2019. - ISBN 978-5-383-01258-1. - Текст : электронный // ЭБС "Консультант студента" : [сайт]. - URL : https://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785383012581.html (дата обращения: 14.04.2024)

95. Деденко, Л. Г. Математическая обработка и оформление результатов эксперимента. / Л. Г. Деденко, В. В. Керженцев. — Москва : Московский государственный университет, 1977. — 111 с.

96. Фридман, А. Э. Основы метрологии. Современный курс. / А. Э. Фридман — Санкт-Петербург: НПО «Профессионал», 2008. — 284 с.

97. ГОСТ Р 8.736-2011. Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения прямые многократные. Методы обработки результатов измерений.

98. Модели и методы оптимизации развития энергосистем [Текст] : Учеб. пособие по курсу «Модели оптим. развития энергосистем» / М-во высш. и сред. спец. образ. РСФСР. — Свердловск : Издательство УПИ, 1976. — 146 с. : ил.

99. Бердин, А.С. Модели и методы информационного обеспечения систем управления электрическими режимами, контроля качества и потерь электроэнергии : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук : 05.14.02. - Саратов, 2007. - 265 с. : ил. - Библиогр.: с. 238-254

100. Арзамасцев, Д. А. Оптимизационные модели развития электрических сетей энергосистем : учебное пособие / Д. А. Арзамасцев, А. В. Липес. — Свердловск : Уральский политехнический иниверситет имени С. М. Кирова, 1987. — 71 с. : ил.

101. Минский электротехнический завод имени В. И. Козлова. // Силовые масляные трансформаторы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.metz.nt-rt.ru., свободный (дата обращения: 07.05.2024.)

102. Мишуринских, С. В. Об оценке электропотребления погружного электрооборудования на физической модели / С. В. Мишуринских, А. Б. Петроченков, А. В. Ромодин, А. В. Ляхомский, Е. Н. Перфильева // Промышленная энергетика. – 2020. – № 8. – С. 26–33., ВАК.

103. 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ А. Перечень оборудования скважин типа УЭЦН электротехнического комплекса нефтедобывающего предприятия ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Таблица А.1 – Часть информации о используемом оборудовании НДП на установках типа УЭЦН

Тип скв.	Насос			Двигатель				Кабель		СУ	Трансформатор		
	Тип нас.	$Q_н$, м^3/сут	H, м	Тип дв.	P, кВт	Диаметр, мм	$U_{ном}$, В	Сечение, мм^2	L, м	$I_{ном}$, А	Тип	S, кВА	Umax, В
УЭЦН	ЭЦН	35	1950	ПЭД	32	117	950	3х16	1930	250	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	35	2000	ПЭД	32	117	950	3х16	2560	400	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	60	2000	ВД	40	117	1200	3х10	1980	400	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	35	1990	ВД	40	117	1200	3х16	1875	400	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	35	2000	ПЭД	32	117	950	3х10	2020	400	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	50	2000	ВД	40	117	1200	3х10	1890	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	60	2000	ВД	56	117	1600	3х10	1905		ТМПН	160	2200
УЭЦН	ЭЦН	25	2000	ПЭД	32	117	900	3х16	2125	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	25	2000	ВД	30	117	1000	3х16	1930	250	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	25	2150	ВД	28	117	800	3х16	2280	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	25	2000	ВД	28	117	800	3х16	2005	400	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	45	1600	ПЭД	40	103	1200	3х10	1810	250	ТМПН	100	1610
УЭЦН				ВД	28	117	800	3х10	1890	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	30	2000	ПЭД	24	117	900	3х10	2130	250	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	60	2000	ВД	40	117	1200	3х16	1980	250	ТМПН	100	0
УЭЦН	ЭЦН	35	2000	ПЭД	45	103	1400	3х10	1950	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	50	2000	ВД	40	117	1200	3х10	2275				
УЭЦН	ЭЦН	80	2000	ВД	40	117	1200	3х10	2020	400	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	25	1830	ВД	28	117	800	3х25	1840	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	60	2200	ВД	40	117	1200	3х16	2110	250	ТМПН	100	1610
УЭЦН	ЭЦН	100	2600	ВД	56	117	1600	3х16	1965	250	ТМПН	100	1610
УЭЦН	ЭЦН	40	2000	ВД	40	117	1200	3х10	1995	250	ТСПН	60	1281

Продолжение таблицы А.1

Тип скв.	Насос			Двигатель				Кабель		СУ	Трансформатор		
	Тип нас.	$Q_н$, м^3/сут	H, м	Тип дв.	P, кВт	Диаметр, мм	$U_{ном}$, В	Сечение, мм^2	L, м	$I_{ном}$, А	Тип	S, кВА	Umax, В
УЭЦН	ЭЦН	25	2000	ВД	30	117	690	3х16	2030	100	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	60	1700	ПЭД	32	117	1130	3х10	1740	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	60	2000					3х16	2010	160	ТМПН	100	1610
УЭЦН	ЭЦН	80	2000	ПЭД	63	117	1900	3х16	1945	400	ТСПН	60	1281
УЭЦН	ЭЦН	40	2030	ВД	40	117	1200	3х10	2205	400	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	80	2000	ВД	84	117	2400	3х16	2020	250	ТМПН	160	1920
УЭЦН	ЭЦН	80	200	ВД	56	103	1600	3х16	2135				
УЭЦН	ЭЦН	45	1750	ПЭД	40	117	1250	3х10	1840	250	ТМПН	100	1610
УЭЦН	ЭЦН	80	2000	ВД	56	117	1600	3х16	2000				
УЭЦН	ЭЦН	25	2000	ВД	28	117	800	3х16	2080	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	30	2000	ВД	28	117	800	3х10	1940	400	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	40	1910	ВД	40	117	1200			250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	25	2000	ВД	28	117	800	3х16	2010	250	ТМПН	100	1610
УЭЦН	ЭЦН	30	2000	ВД	40	117	1200	3х16	1960	0	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	25	1850	ПЭД	25	117	800	3х16	1970	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	35	2080	ВД	28	117	800	3х10	1670				
УЭЦН	ЭЦН	35	2000	ВД	30	117	960	3х10	2000	250	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	30	2200	ВД	28	117	800	3х16	2050	250	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	35	2000	ПЭД	28	117	900	3х16	1965	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	35	2098	ВД	40	117	1200	3х10	2045	400	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	25	1900	ВД	28	117	800	3х10	1715	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	50	2000	ВД	56	117	1600	3х16	2020	400	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	25	2200	ВД	28	117	800	3х16	2085	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН				ВД	40	92	1300	3х16	1945	250	ТМПН	63	1023
УЭЦН	ЭЦН	40	1900	ВД	40	117	1200	3х16	1805	250	ТМПН	100	1250
УЭЦН	ЭЦН	40	1900	ВД	40	117	1200	3х10	1905	400	ТМПН	100	1170

Продолжение таблицы А.1

Тип скв.	Насос			Двигатель				Кабель		СУ	Трансформатор		
	Тип нас.	$Q_н$, м^3/сут	H, м	Тип дв.	P, кВт	Диаметр, мм	$U_{ном}$, В	Сечение, мм^2	L, м	$I_{ном}$, А	Тип	S, кВА	Umax, В
УЭЦН				ВД	40	117	1200	3х10	2000	250	ТМПН	100	1690
УЭЦН	ЭЦН	25	2200	ВД	40	117	1200	3х10	2075	400	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	35	2000	ПЭД	28	117	900	3х16	2020	0	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	60	2000	ВД	56	117	1600	3х16	2150	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	40	2000	ВД	40	117	1200	3х16	1955	250	ТМПН	63	856
УЭЦН	ВНН	79	2500	ВД	80	117	2400	3х10	1780	250	ТМПН	160	2050
УЭЦН	ЭЦН	125	2050	ВД	80	117	2400	3х10	1940	250	ТМПН	100	1980
УЭЦН	ЭЦН	30	1400	ПЭД	24	117	660	3х16	1340	250	ТМПН	63	1140
УЭЦН	ЭЦН	160	2400	ВД	100	117	2400	3х16	1825	400	ТМПН	250	2247
УЭЦН	ЭЦН	50	1500	ПЭД	32	117	1000	3х16	1300	250	ТМПН	100	1690
УЭЦН	ЭЦН	40	2000	ВД	40	117	1200	3х25	1935				
УЭЦН	ЭЦН	30	2300	ВД	40	117	1200	3х16	2225	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	25	2000	ПЭД	28	117	800	3х10	1900	400	ТМПН	100	1250
УЭЦН	ЭЦН	35	2350	ПЭД	32	117	950	3х10	2200	250	ТМПН	100	1250
УЭЦН	ЭЦН	40	2050	ВД	40	117	1200	3х10	1965	250	ТМПН	100	1250
УЭЦН	ЭЦН	60	2000	ВД	40	117	1200	3х16	2000	250	ТМПН	100	1100
УЭЦН	ЭЦН	25	2000	ВД	28	117	800	3х10	2045	250	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	50	2500	ВД	42	117	1200	3х16	2260	250	ТМПН	100	1250
УЭЦН	ЭЦН	40+60	2140	ВД	40	117	1200	3х16	2115	400	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	50	2000	ВД	40	117	1200	3х16	2015	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	25	1970	ВД	28	117	800	3х10	1945	250	ТМПНГ	100	1250
УЭЦН	ЭЦН	80	2000	ВД	56	117	1600	3х16	2020	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	25	2000					3х16	2060				
УЭЦН	ЭЦН	50+45	2300	ПЭД	50	117	1450	3х16	2260				
УЭЦН	ЭЦН	40	2200	ВД	40	117	1200	3х16	2205	400	ТМПН	250	2247
УЭЦН	ЭЦН	125	2200	ВД	80	117	2400	3х16	2075	400	ТМПН	160	2050

Продолжение таблицы А.1

Тип скв.	Насос			Двигатель				Кабель		СУ	Трансформатор		
	Тип нас.	$Q_н$, м^3/сут	H, м	Тип дв.	P, кВт	Диаметр, мм	$U_{ном}$, В	Сечение, мм^2	L, м	$I_{ном}$, А	Тип	S, кВА	Umax, В
УЭЦН	ЭЦН	25	2000	ВД	28	117	800	3х16	2075		ТМПН	100 / 3	1030
УЭЦН	ЭЦН	25	2000	ПЭД	28	117	900	3х16	2050	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	35	2150	ВД	40	117	1200	3х16	2250	250	ТМПН	100	1250
УЭЦН	ЭЦН	125	2100	ВД	56	117	1600	3х16	2160	250	ТМПН	100	1250
УЭЦН	ЭЦН	35	1910	ВД	40	117	1200	3х10	1935	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	35+80	2000	ВД	40	117	1200	3х16	1960				
УЭЦН	ЭЦН	80	2100	ПЭД	63	117	1900	3х16	2030	250	ТМПН	160	2200
УЭЦН	ВНН	80	2000	ВД	40	117	1200	3х10	2055	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	60	2150	ВД	40	117	1200	3х16	2010	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	80	2000	ПЭД	45	103	850	3х16	1920	250	ТМПН	100	1250
УЭЦН	ЭЦН	60	2200					3х16	2260	400	ТМПН	250	2247
УЭЦН	ЭЦН	60	2200					3х10	2060	250	ТМПН	100	1690
УЭЦН	ЭЦН	125	2040	ВД	80	117	2400	3х10	2010	250	ТМПН	100	1610
УЭЦН	ЭЦН	25	2000	ВД	28	117	800	3х10	1840	250	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	50	2200	ПЭД	36	117		3х10	2180	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	25	2200	ВД	40	117	1200	3х10	2075	250	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	80	2000	ВД	56	117	1600	3х16	2070	250	ТМПН	100	1690
УЭЦН													
УЭЦН	ЭЦН	80+50	1985	ПЭД	45	117	1400	3х16	1860	250	ТСПН	60	1281
УЭЦН	ЭЦН	25	2300	ВД	28	117	800	3х16	2175	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	35	2000	ВД	40	117	1200	3х16	2050	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	60	2100	ВД	40	117	1200	3х16	2295	250	ТМПН	100	1610
УЭЦН	ЭЦН	50	2000	ВД	56	117	1600	3х16	1960	250	ТМПН	160	1948
УЭЦН	ЭЦН	60	2050	ВД	56	117	1600	3х10	2060	_	_	_	_
УЭЦН	ЭЦН	30	2100	ВД	30	117	1000	3х16	1925	250	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	35	2140	ВД	40	117	1200	3х16	2100	400	ТМПН	100	1170

Окончание таблицы А.1

Тип скв.	Насос			Двигатель				Кабель		СУ	Трансформатор		
	Тип нас.	$Q_н$, м^3/сут	H, м	Тип дв.	P, кВт	Диаметр, мм	$U_{ном}$, В	Сечение, мм^2	L, м	$I_{ном}$, А	Тип	S, кВА	Umax, В
УЭЦН	ЭЦН	25	2200	ВД	28	117	800	3х16	1885	250	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	25	2000	ПЭД	28	117	800	3х16	1920	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	40	2000	ВД	40	117	1200	3х10	2225	250	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	25	1980	ВД	40	117	1200	3х16	1985	400	ТМПН	100	1610
УЭЦН	ЭЦН	35	2000	ВД	40	117	1200	3х16	1980	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	60	2100	ВД	40	117	1200	3х10	2045				
УЭЦН	ЭЦН	35	1850					3х25	1755	80	0	0	0
УЭЦН	ЭЦН	40	2100	ВД	40	117	1200	3х16	2100	400	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	40	2160	ВД	40	117	1200	3х10	2150				
УЭЦН	ЭЦН	25	2000	ВД	30	117	750	3х10	2255	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	35+40	2300	ВД	40	117	1200	3х16	2260				
УЭЦН	ЭЦН	25	2000	ПЭД	28	117	800	3х16	1890	250	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	80	1900	ВД	56	117	1600	3х16	2050	250	ТМПН	63	856
УЭЦН	ЭЦН	25	2100	ВД	28	117	800	3х10	2060	250	ТМПН	100	1250
УЭЦН	ЭЦН	40	2020	ВД	40	117	1200	3х16	2000	250	ТМПН	100	1170
УЭЦН	ЭЦН	40	2000	ВД	40	117	1200	3х10	1985	250	ТМПН	63	1143
УЭЦН	ЭЦН	40	2400	ВД	40	117	1200	3х10	2355				
УЭЦН	ЭЦН	30	2000	ПЭД	32	117	1000	3х16	2030				
УЭЦН	ЭЦН	35	2000	ВД	40	117	1200	3х10	1895	250	ТМПН	63	856

ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Код исполняемой программы для выполнения кластерного анализа методом *k*-средних

```
from sklearn.cluster import KMeans
import matplotlib.pyplot as plt
import pandas as pd
import matplotlib.colors as colors
# Загрузка данных
data = pd.read_csv('Formal.csv', sep=';', decimal=',')
# Подготовка данных для первого набора данных
df1 = pd.DataFrame({"Kсл": data['Kсл'], "Ud": data['Ud'], "Skl": data['Skl']})
df1 = df1.dropna()
df1_values = df1.values
# Подготовка данных для второго набора данных
df2 = pd.DataFrame({"Кпэд": data['Кпэд'], "Qn": data['Qn'], "Pd": data['Pd']})
df2 = df2.dropna()
df2_values = df2.values
# Подготовка данных для третьего набора данных
df3 = pd.DataFrame({"Кэцн": data['Кэцн'], "Qфакт": data['Qфакт'], "Qn": data['Qn']})
df3 = df3.dropna()
df3_values = df3.values
# Подготовка данных для четвертого набора данных
df4 = pd.DataFrame({"Ksн": data['Ksн'], "Ud": data['Ud'], "S": data['S']})
df4 = df4.dropna()
df4_values = df4.values
# Подготовка данных для пятого набора данных
df5 = pd.DataFrame({"Kсу": data['Kсу'], "Pd": data['Pd'], "Isc": data['Isc']})
df5 = df5.dropna()
df5_values = df5.values
# Кластеризация для каждого набора данных
km1 = KMeans(n_clusters=2).fit(df1_values)
km2 = KMeans(n_clusters=3).fit(df2_values)
km3 = KMeans(n_clusters=3).fit(df3_values)
km4 = KMeans(n_clusters=3).fit(df4_values)
km5 = KMeans(n_clusters=3).fit(df5_values)
# Создание графиков
fig = plt.figure(figsize=(16, 24))
# Первый график
ax1 = fig.add_subplot(321, projection='3d')
cmap1 = colors.LinearSegmentedColormap.from_list("", ["red","green"])
scatter1 = ax1.scatter(df1_values[:, 0], df1_values[:, 1], df1_values[:, 2], c=km1.labels_, cmap=cmap1)
ax1.set_xlabel('$K_{s_л}$')
```

```
ax1.set_ylabel('$U_{ПЭД}, В$')
ax1.set_zlabel('$S_л, мм^2$')
# Второй график
ax2 = fig.add_subplot(322, projection='3d')
cmap2 = colors.LinearSegmentedColormap.from_list("", ["yellow","blue"])
scatter2 = ax2.scatter(df2_values[:, 0], df2_values[:, 1], df2_values[:, 2],
c=km2.labels_, cmap=cmap2)
ax2.set_xlabel('$K_{ПЭД}$')
ax2.set_ylabel('$Q_{ЭЦН}, м^3/сут.$')
ax2.set_zlabel('$P_{ПЭД}, кВт$')
# Третий график
ax3 = fig.add_subplot(323, projection='3d')
cmap3 = colors.LinearSegmentedColormap.from_list("", ["purple","orange"])
scatter3 = ax3.scatter(df3_values[:, 0], df3_values[:, 1], df3_values[:, 2],
c=km3.labels_, cmap=cmap3)
ax3.set_xlabel('$K_{ЭЦН}$')
ax3.set_ylabel('$Q_{НС}, м^3/сут.$')
ax3.set_zlabel('$Q_{ЭЦН}, м^3/сут.$')
# Четвертый график
ax4 = fig.add_subplot(324, projection='3d')
cmap4 = colors.LinearSegmentedColormap.from_list("", ["cyan","magenta"])
scatter4 = ax4.scatter(df4_values[:, 0], df4_values[:, 1], df4_values[:, 2],
c=km4.labels_, cmap=cmap4)
ax4.set_xlabel('$K_{sн}$')
ax4.set_ylabel('$U_{ПЭД}, кВ$')
ax4.set_zlabel('$S, кВА$')
# Пятый график (по центру в третьей строке)
ax5 = fig.add_subplot(313, projection='3d')
cmap5 = colors.LinearSegmentedColormap.from_list("", ["orange","cyan"])
scatter5 = ax5.scatter(df5_values[:, 0], df5_values[:, 1], df5_values[:, 2],
c=km5.labels_, cmap=cmap5)
ax5.set_xlabel('$K_{СУ}$')
ax5.set_ylabel('$P_{ПЭД}, кВт$')
ax5.set_zlabel('$I_{СУ}, А$')
# Установка единой цветовой схемы для всех графиков
chosen_cmap = plt.cm.viridis
# Применение выбранной цветовой схемы к каждому графику
scatter1 = ax1.scatter(df1_values[:, 0], df1_values[:, 1], df1_values[:, 2],
c=km1.labels_, cmap=chosen_cmap)
scatter2 = ax2.scatter(df2_values[:, 0], df2_values[:, 1], df2_values[:, 2],
c=km2.labels_, cmap=chosen_cmap)
scatter3 = ax3.scatter(df3_values[:, 0], df3_values[:, 1], df3_values[:, 2],
c=km3.labels_, cmap=chosen_cmap)
```

```
scatter4 = ax4.scatter(df4_values[:, 0], df4_values[:, 1], df4_values[:, 2], c=km4.labels_, cmap=chosen_cmap)
scatter5 = ax5.scatter(df5_values[:, 0], df5_values[:, 1], df5_values[:, 2], c=km5.labels_, cmap=chosen_cmap)
# Отображение графиков
plt.tight_layout()
plt.subplots_adjust(wspace=0.01, hspace=0.105)
plt.savefig('combined_graphs.png', dpi=1000)
plt.show()
```

ПРИЛОЖЕНИЕ В. Номинальные параметры электрооборудования полунатурной модели участка ЭТК НДП

Таблица В.1 – Номинальные параметры электродвигателей полунатурной модели участка ЭТК НДП

Номинальные параметры	ПЭД	АД1	АД2-5
Тип	ПЭДН90-117-2000	АИР 250 М2 У3 IP41 90 кВт	АИР 200 L4 У3 IP41 45 кВт
$I_{НОМ}$, А	37,3	160	84,9
КПД, %	83,6	93,9	92,5
cosφ	0,83	0,86	0,87
$U_{НОМ}$, В	2000	380	480
$P_{НОМ}$, кВт	90	90	45

Таблица В.2 – Номинальные параметры кабельной линии УЭЦН в полунатурной модели участка ЭТК НДП

Тип	Сечение, мм^2	L, м	$r_{0,}$ Ом/км	$x_{0,}$ Ом/км	$I_{ДОП}$, А
КПБП-3х16	16	2000	1,16	0,0675	80

Таблица В.3 – Номинальные параметры трансформатора УЭЦН в полунатурной модели участка ЭТК НДП

Тип	S, кВА	dPхх, кВт	dPкз, кВт	Uкз, %	$U_{ВН}$, В
ТМПН-160/2050	160	0,44	2,65	5,5	2050

ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Электромагнитный момент нагрузочных двигателей в сопоставлении с дебитом скважин и соответствующим КПД насоса

Таблица Г.1 – Номинальные параметры электродвигателей полунатурной модели участка ЭТК НДП

ЭЦН-60 (скв. 111)															
f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА	f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА
30	20	0,38	5,7	900	885	61,3	15,5+40,8i	48	20	0,26	8,4	1440	1416	57	16,4+33,2i
30	23	0,43	5,8	900	885	62,3	15,6+40,4i	48	23	0,29	8,7	1440	1416	59	16,5+32,7i
30	26	0,48	5,9	900	885	63,7	15,6+40i	48	26	0,32	8,9	1440	1416	60	16,6+32,4i
30	29	0,52	6,1	900	885	65,6	15,6+39,3i	48	29	0,35	9,0	1440	1416	61	16,7+32,2i
30	32	0,55	6,3	900	885	68,5	15,7+38,4i	48	32	0,38	9,1	1440	1416	61	16,7+32i
30	35	0,57	6,7	900	885	72,6	15,8+37,2i	48	35	0,42	9,2	1440	1416	62	16,8+31,8i
30	38	0,57	7,3	900	885	78,3	15,9+35,8i	48	38	0,45	9,3	1440	1416	63	16,8+31,7i
30	41	0,56	8,0	900	885	86,2	16,2+34,1i	48	41	0,47	9,4	1440	1416	63	16,9+31,5i
30	44	0,53	9,0	900	885	96,9	16,7+32,2i	48	44	0,50	9,6	1440	1416	65	17+31,2i
30	47	0,50	10,3	900	885	111,6	17,4+30,1i	48	47	0,52	9,8	1440	1416	66	17,1+30,9i
30	48	0,48	10,9	900	885	117,6	17,7+29,4i	48	48	0,53	9,8	1440	1416	66	17,1+30,8i
30	53	0,39	14,9	900	885	161,1	20,5+25,8i	48	53	0,56	10,4	1440	1416	70	17,4+30,1i
30	58	0,28	22,8	900	885	246,5	27,7+21,3i	48	58	0,57	11,1	1440	1416	75	17,8+29,2i
31	20	0,37	5,8	930	914	61,1	15,6+40,1i	48	63	0,57	12,1	1440	1416	82	18,5+28,1i
31	23	0,42	5,9	930	914	62,1	15,6+39,8i	48	68	0,55	13,5	1440	1416	91	19,4+26,8i
31	26	0,47	6,1	930	914	63,2	15,6+39,4i	48	73	0,51	15,5	1440	1416	104	20,9+25,4i
31	29	0,51	6,2	930	914	64,9	15,6+38,8i	48	78	0,47	18,2	1440	1416	123	23,2+23,7i
31	32	0,54	6,4	930	914	67,4	15,7+38,1i	48	83	0,41	22,1	1440	1416	149	26,9+21,7i
31	35	0,56	6,8	930	914	70,9	15,8+37,1i	48	88	0,34	27,9	1440	1416	188	33,1+18,5i
31	38	0,57	7,3	930	914	75,7	15,9+35,8i	48	93	0,27	37,0	1440	1416	250	43,5+12,1i
31	41	0,57	7,9	930	914	82,4	16,2+34,3i	48	95	0,24	42,3	1440	1416	285	49,6+9,2i

Продолжение таблицы Г.1

f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА	f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА
31	44	0,55	8,8	930	914	91,4	16,5+32,6i	49	20	0,25	8,6	1470	1445	57	16,5+32,9i
31	47	0,52	9,9	930	914	103,6	17,1+30,7i	49	23	0,28	8,8	1470	1445	58	16,6+32,4i
31	48	0,50	10,4	930	914	108,5	17,4+30,1i	49	26	0,31	9,0	1470	1445	60	16,7+32,1i
31	53	0,42	13,7	930	914	143,2	19,6+26,7i	49	29	0,35	9,2	1470	1445	60	16,7+31,9i
32	20	0,36	6,0	960	944	60,9	15,6+39,5i	49	32	0,38	9,3	1470	1445	61	16,8+31,7i
32	23	0,41	6,1	960	944	61,8	15,6+39,2i	49	35	0,41	9,4	1470	1445	62	16,8+31,6i
32	26	0,46	6,2	960	944	62,9	15,6+38,8i	49	38	0,44	9,5	1470	1445	62	16,9+31,4i
32	29	0,50	6,4	960	944	64,3	15,7+38,4i	49	41	0,47	9,6	1470	1445	63	17+31,2i
32	32	0,53	6,6	960	944	66,4	15,7+37,7i	49	44	0,49	9,7	1470	1445	64	17+31i
32	35	0,56	6,9	960	944	69,4	15,8+36,8i	49	47	0,52	9,9	1470	1445	65	17,1+30,7i
32	38	0,57	7,3	960	944	73,6	15,9+35,7i	49	48	0,52	10,0	1470	1445	66	17,2+30,6i
32	41	0,57	7,8	960	944	79,3	16,1+34,4i	49	53	0,55	10,4	1470	1445	69	17,4+30i
32	44	0,56	8,6	960	944	86,9	16,5+32,9i	49	58	0,57	11,1	1470	1445	73	17,8+29,2i
32	47	0,53	9,6	960	944	97,1	17+31,2i	49	63	0,57	12,1	1470	1445	80	18,4+28,2i
32	48	0,52	10,0	960	944	101,3	17,2+30,6i	49	68	0,56	13,3	1470	1445	88	19,3+27i
32	53	0,45	12,8	960	944	129,5	18,9+27,4i	49	73	0,53	15,1	1470	1445	100	20,6+25,6i
32	58	0,36	17,7	960	944	178,7	22,8+24i	49	78	0,48	17,6	1470	1445	116	22,7+24,1i
32	63	0,25	27,2	960	944	275,6	32,4+18,9i	49	83	0,43	21,0	1470	1445	139	25,9+22,2i
33	20	0,35	6,2	990	973	60,6	15,6+38,9i	49	88	0,37	26,0	1470	1445	172	31,1+19,6i
33	23	0,40	6,3	990	973	61,6	15,6+38,6i	49	93	0,30	33,7	1470	1445	222	39,7+14,6i
33	26	0,44	6,4	990	973	62,6	15,7+38,3i	49	95	0,27	37,9	1470	1445	251	44,6+11,4i
33	29	0,49	6,5	990	973	63,9	15,7+37,9i	50	20	0,25	8,7	1500	1475	56	16,5+32,6i
33	32	0,52	6,7	990	973	65,7	15,8+37,3i	50	23	0,28	9,0	1500	1475	58	16,7+32,2i
33	35	0,55	7,0	990	973	68,3	15,8+36,6i	50	26	0,31	9,2	1500	1475	59	16,8+31,9i
33	38	0,57	7,3	990	973	71,9	16+35,6i	50	29	0,34	9,3	1500	1475	60	16,8+31,6i

Продолжение таблицы Г.1

f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА	f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА
33	41	0,57	7,8	990	973	76,7	16,1+34,4i	50	32	0,37	9,4	1500	1475	61	16,9+31,5i
33	44	0,56	8,5	990	973	83,3	16,4+33,1i	50	35	0,40	9,5	1500	1475	62	16,9+31,3i
33	47	0,55	9,4	990	973	91,9	16,9+31,5i	50	38	0,43	9,6	1500	1475	62	17+31,2i
33	48	0,54	9,7	990	973	95,4	17+31i	50	41	0,46	9,7	1500	1475	63	17+31i
33	53	0,48	12,1	990	973	118,8	18,5+28,1i	50	44	0,49	9,9	1500	1475	64	17,1+30,8i
33	58	0,39	16,1	990	973	158,0	21,4+25i	50	47	0,51	10,0	1500	1475	65	17,2+30,5i
33	63	0,29	23,4	990	973	229,6	28,3+21i	50	48	0,52	10,1	1500	1475	65	17,2+30,5i
34	20	0,34	6,3	1020	1003	60,4	15,7+38,4i	50	53	0,55	10,5	1500	1475	68	17,5+29,9i
34	23	0,39	6,4	1020	1003	61,4	15,7+38,1i	50	58	0,57	11,2	1500	1475	72	17,9+29,1i
34	26	0,43	6,5	1020	1003	62,3	15,7+37,8i	50	63	0,57	12,0	1500	1475	78	18,4+28,2i
34	29	0,47	6,7	1020	1003	63,4	15,7+37,4i	50	68	0,56	13,2	1500	1475	86	19,2+27,1i
34	32	0,51	6,8	1020	1003	65,0	15,8+36,9i	50	73	0,54	14,8	1500	1475	96	20,4+25,8i
34	35	0,54	7,1	1020	1003	67,3	15,9+36,3i	50	78	0,50	17,1	1500	1475	110	22,2+24,4i
34	38	0,56	7,4	1020	1003	70,4	16+35,4i	50	83	0,45	20,1	1500	1475	130	25+22,7i
34	41	0,57	7,8	1020	1003	74,6	16,1+34,4i	50	88	0,39	24,5	1500	1475	159	29,5+20,4i
34	44	0,57	8,4	1020	1003	80,2	16,4+33,2i	50	93	0,33	31,0	1500	1475	201	36,7+16,5i
34	47	0,56	9,2	1020	1003	87,6	16,8+31,8i	50	95	0,30	34,6	1500	1475	224	40,7+13,9i
34	48	0,55	9,5	1020	1003	90,6	16,9+31,3i	51	20	0,25	8,9	1530	1504	56	16,6+32,4i
34	53	0,50	11,6	1020	1003	110,2	18,1+28,7i	51	23	0,27	9,1	1530	1504	58	16,7+31,9i
34	58	0,42	14,9	1020	1003	142,1	20,5+25,8i	51	26	0,30	9,3	1530	1504	59	16,8+31,6i
34	63	0,33	20,7	1020	1003	197,3	25,6+22,4i	51	29	0,33	9,5	1530	1504	60	16,9+31,4i
35	20	0,34	6,5	1050	1032	60,2	15,7+37,9i	51	32	0,36	9,6	1530	1504	61	17+31,2i
35	23	0,38	6,6	1050	1032	61,2	15,7+37,5i	51	35	0,39	9,7	1530	1504	62	17+31,1i
35	26	0,42	6,7	1050	1032	62,1	15,8+37,3i	51	38	0,42	9,8	1530	1504	62	17,1+30,9i
35	29	0,46	6,8	1050	1032	63,1	15,8+37i	51	41	0,45	9,9	1530	1504	63	17,1+30,8i

Продолжение таблицы Г.1

f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА	f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА
35	32	0,50	7,0	1050	1032	64,5	15,8+36,5i	51	44	0,48	10,0	1530	1504	64	17,2+30,6i
35	35	0,53	7,2	1050	1032	66,4	15,9+36i	51	47	0,50	10,2	1530	1504	65	17,3+30,4i
35	38	0,55	7,5	1050	1032	69,1	16+35,2i	51	48	0,51	10,2	1530	1504	65	17,3+30,3i
35	41	0,57	7,9	1050	1032	72,8	16,2+34,3i	51	53	0,54	10,6	1530	1504	68	17,6+29,7i
35	44	0,57	8,4	1050	1032	77,7	16,4+33,3i	51	58	0,56	11,2	1530	1504	71	17,9+29,1i
35	47	0,56	9,1	1050	1032	84,1	16,7+32i	51	63	0,57	12,0	1530	1504	76	18,4+28,2i
35	48	0,56	9,4	1050	1032	86,6	16,8+31,6i	51	68	0,56	13,1	1530	1504	83	19,2+27,2i
35	53	0,52	11,2	1050	1032	103,3	17,9+29,1i	51	73	0,54	14,6	1530	1504	93	20,2+26i
35	58	0,45	14,0	1050	1032	129,7	19,8+26,4i	51	78	0,51	16,6	1530	1504	106	21,9+24,6i
35	63	0,37	18,8	1050	1032	173,6	23,7+23,4i	51	83	0,47	19,4	1530	1504	123	24,3+23,1i
35	68	0,27	27,4	1050	1032	253,8	32,7+18,8i	51	88	0,41	23,3	1530	1504	148	28,2+21,1i
36	20	0,33	6,7	1080	1062	60,0	15,7+37,4i	51	93	0,35	28,9	1530	1504	183	34,3+17,9i
36	23	0,37	6,8	1080	1062	61,0	15,8+37,1i	51	95	0,32	31,9	1530	1504	202	37,7+15,9i
36	26	0,41	6,9	1080	1062	61,9	15,8+36,8i	52	20	0,24	9,0	1560	1534	56	16,7+32,2i
36	29	0,45	7,0	1080	1062	62,8	15,8+36,5i	52	23	0,27	9,3	1560	1534	58	16,8+31,7i
36	32	0,49	7,1	1080	1062	64,0	15,9+36,1i	52	26	0,30	9,5	1560	1534	59	16,9+31,4i
36	35	0,52	7,3	1080	1062	65,7	15,9+35,7i	52	29	0,33	9,6	1560	1534	60	17+31,1i
36	38	0,55	7,6	1080	1062	68,1	16+35i	52	32	0,36	9,8	1560	1534	61	17,1+31i
36	41	0,56	7,9	1080	1062	71,3	16,2+34,2i	52	35	0,39	9,9	1560	1534	61	17,1+30,8i
36	44	0,57	8,4	1080	1062	75,5	16,4+33,2i	52	38	0,42	10,0	1560	1534	62	17,2+30,7i
36	47	0,57	9,0	1080	1062	81,1	16,7+32,1i	52	41	0,44	10,1	1560	1534	63	17,2+30,5i
36	48	0,56	9,3	1080	1062	83,3	16,8+31,7i	52	44	0,47	10,2	1560	1534	63	17,3+30,4i
36	53	0,53	10,9	1080	1062	97,6	17,7+29,5i	52	47	0,50	10,3	1560	1534	64	17,4+30,2i
36	58	0,47	13,3	1080	1062	119,8	19,3+27i	52	48	0,50	10,4	1560	1534	65	17,4+30,1i
36	63	0,40	17,3	1080	1062	155,4	22,4+24,3i	52	53	0,54	10,8	1560	1534	67	17,6+29,6i

Продолжение таблицы Г.1

f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА	f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА
36	68	0,31	24,1	1080	1062	217,0	29,1+20,6i	52	58	0,56	11,3	1560	1534	70	17,9+29i
37	20	0,32	6,8	1110	1091	59,7	15,8+36,9i	52	63	0,57	12,0	1560	1534	75	18,4+28,2i
37	23	0,36	7,0	1110	1091	60,8	15,8+36,6i	52	68	0,57	13,0	1560	1534	81	19,1+27,2i
37	26	0,40	7,0	1110	1091	61,7	15,9+36,3i	52	73	0,55	14,4	1560	1534	90	20,1+26,1i
37	29	0,44	7,1	1110	1091	62,5	15,9+36,1i	52	78	0,52	16,3	1560	1534	101	21,6+24,9i
37	32	0,48	7,3	1110	1091	63,6	15,9+35,7i	52	83	0,48	18,8	1560	1534	117	23,8+23,4i
37	35	0,51	7,4	1110	1091	65,1	16+35,3i	52	88	0,43	22,2	1560	1534	138	27,1+21,6i
37	38	0,54	7,7	1110	1091	67,2	16,1+34,8i	52	93	0,37	27,2	1560	1534	169	32,3+18,9i
37	41	0,56	8,0	1110	1091	70,0	16,2+34,1i	52	95	0,35	29,7	1560	1534	185	35,2+17,4i
37	44	0,57	8,4	1110	1091	73,7	16,4+33,2i	53	20	0,24	9,1	1590	1563	56	16,7+32i
37	47	0,57	9,0	1110	1091	78,6	16,7+32,2i	53	23	0,27	9,4	1590	1563	57	16,9+31,5i
37	48	0,57	9,2	1110	1091	80,5	16,8+31,8i	53	26	0,29	9,6	1590	1563	59	17+31,1i
37	53	0,54	10,6	1110	1091	92,8	17,5+29,8i	53	29	0,32	9,8	1590	1563	60	17,1+30,9i
37	58	0,50	12,8	1110	1091	111,7	18,9+27,5i	53	32	0,35	9,9	1590	1563	61	17,1+30,7i
37	63	0,43	16,1	1110	1091	141,2	21,5+24,9i	53	35	0,38	10,0	1590	1563	61	17,2+30,6i
37	68	0,34	21,7	1110	1091	190,0	26,6+21,9i	53	38	0,41	10,1	1590	1563	62	17,3+30,4i
37	73	0,25	31,9	1110	1091	279,5	37,7+15,8i	53	41	0,44	10,2	1590	1563	62	17,3+30,3i
38	20	0,31	7,0	1140	1121	59,5	15,8+36,5i	53	44	0,46	10,3	1590	1563	63	17,4+30,1i
38	23	0,35	7,1	1140	1121	60,6	15,9+36,1i	53	47	0,49	10,5	1590	1563	64	17,5+30i
38	26	0,39	7,2	1140	1121	61,5	15,9+35,9i	53	48	0,50	10,5	1590	1563	64	17,5+29,9i
38	29	0,43	7,3	1140	1121	62,3	15,9+35,6i	53	53	0,53	10,9	1590	1563	66	17,7+29,5i
38	32	0,47	7,4	1140	1121	63,3	16+35,4i	53	58	0,56	11,4	1590	1563	69	18+28,9i
38	35	0,50	7,6	1140	1121	64,6	16+35i	53	63	0,57	12,1	1590	1563	74	18,4+28,1i
38	38	0,53	7,8	1140	1121	66,4	16,1+34,5i	53	68	0,57	13,0	1590	1563	79	19,1+27,3i
38	41	0,55	8,1	1140	1121	68,9	16,2+33,9i	53	73	0,56	14,3	1590	1563	87	20+26,2i

Продолжение таблицы Г.1

f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА	f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА
38	44	0,57	8,5	1140	1121	72,2	16,4+33,1i	53	78	0,53	16,0	1590	1563	98	21,3+25,1i
38	47	0,57	9,0	1140	1121	76,4	16,6+32,2i	53	83	0,50	18,2	1590	1563	111	23,3+23,7i
38	48	0,57	9,2	1140	1121	78,1	16,7+31,9i	53	88	0,45	21,4	1590	1563	130	26,2+22,1i
38	53	0,55	10,4	1140	1121	88,8	17,4+30i	53	93	0,39	25,7	1590	1563	157	30,7+19,8i
38	58	0,51	12,3	1140	1121	105,1	18,6+27,9i	53	95	0,37	27,9	1590	1563	171	33,2+18,5i
38	63	0,45	15,2	1140	1121	129,9	20,7+25,5i	54	20	0,24	9,2	1620	1593	55	16,8+31,7i
38	68	0,37	19,9	1140	1121	169,4	24,8+22,8i	54	23	0,26	9,5	1620	1593	57	16,9+31,3i
38	73	0,29	27,9	1140	1121	237,7	33,2+18,5i	54	26	0,29	9,8	1620	1593	59	17,1+30,9i
39	20	0,31	7,1	1170	1150	59,2	15,9+36,1i	54	29	0,32	10,0	1620	1593	60	17,2+30,7i
39	23	0,34	7,3	1170	1150	60,4	15,9+35,7i	54	32	0,35	10,1	1620	1593	60	17,2+30,5i
39	26	0,38	7,4	1170	1150	61,3	16+35,5i	54	35	0,37	10,2	1620	1593	61	17,3+30,3i
39	29	0,42	7,5	1170	1150	62,1	16+35,2i	54	38	0,40	10,3	1620	1593	62	17,3+30,2i
39	32	0,46	7,6	1170	1150	63,0	16+35i	54	41	0,43	10,4	1620	1593	62	17,4+30,1i
39	35	0,49	7,7	1170	1150	64,2	16,1+34,6i	54	44	0,46	10,5	1620	1593	63	17,5+29,9i
39	38	0,52	7,9	1170	1150	65,8	16,2+34,2i	54	47	0,48	10,6	1620	1593	64	17,5+29,8i
39	41	0,55	8,2	1170	1150	67,9	16,3+33,7i	54	48	0,49	10,7	1620	1593	64	17,6+29,7i
39	44	0,56	8,5	1170	1150	70,8	16,4+33i	54	53	0,53	11,0	1620	1593	66	17,8+29,3i
39	47	0,57	9,0	1170	1150	74,6	16,7+32,2i	54	58	0,55	11,5	1620	1593	69	18,1+28,8i
39	48	0,57	9,2	1170	1150	76,0	16,7+31,9i	54	63	0,57	12,1	1620	1593	73	18,5+28,1i
39	53	0,56	10,3	1170	1150	85,5	17,4+30,2i	54	68	0,57	13,0	1620	1593	78	19,1+27,3i
39	58	0,53	12,0	1170	1150	99,5	18,4+28,2i	54	73	0,56	14,2	1620	1593	85	19,9+26,3i
39	63	0,47	14,5	1170	1150	120,6	20,2+26i	54	78	0,54	15,7	1620	1593	94	21,1+25,2i
39	68	0,40	18,5	1170	1150	153,4	23,5+23,6i	54	83	0,51	17,8	1620	1593	107	22,9+24i
39	73	0,32	25,0	1170	1150	207,2	29,9+20,2i	54	88	0,47	20,6	1620	1593	124	25,5+22,5i
40	20	0,30	7,3	1200	1180	59,0	15,9+35,7i	54	93	0,41	24,5	1620	1593	147	29,4+20,4i

Продолжение таблицы Г.1

f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА	f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА
40	23	0,34	7,4	1200	1180	60,2	16+35,3i	54	95	0,39	26,4	1620	1593	159	31,6+19,4i
40	26	0,38	7,6	1200	1180	61,1	16+35,1i	55	20	0,23	9,4	1650	1622	55	16,9+31,5i
40	29	0,41	7,6	1200	1180	61,9	16,1+34,8i	55	23	0,26	9,7	1650	1622	57	17+31,1i
40	32	0,45	7,8	1200	1180	62,7	16,1+34,6i	55	26	0,29	9,9	1650	1622	58	17,1+30,7i
40	35	0,48	7,9	1200	1180	63,8	16,2+34,3i	55	29	0,31	10,1	1650	1622	60	17,2+30,4i
40	38	0,51	8,1	1200	1180	65,2	16,2+33,9i	55	32	0,34	10,2	1650	1622	60	17,3+30,3i
40	41	0,54	8,3	1200	1180	67,1	16,3+33,5i	55	35	0,37	10,4	1650	1622	61	17,4+30,1i
40	44	0,56	8,6	1200	1180	69,7	16,5+32,9i	55	38	0,40	10,5	1650	1622	62	17,4+30i
40	47	0,57	9,0	1200	1180	73,0	16,7+32,1i	55	41	0,42	10,6	1650	1622	62	17,5+29,9i
40	48	0,57	9,2	1200	1180	74,3	16,8+31,9i	55	44	0,45	10,7	1650	1622	63	17,6+29,7i
40	53	0,57	10,2	1200	1180	82,6	17,3+30,3i	55	47	0,48	10,8	1650	1622	63	17,6+29,6i
40	58	0,54	11,7	1200	1180	94,9	18,2+28,5i	55	48	0,48	10,8	1650	1622	64	17,7+29,5i
40	63	0,49	14,0	1200	1180	113,0	19,8+26,5i	55	53	0,52	11,1	1650	1622	66	17,8+29,2i
40	68	0,43	17,4	1200	1180	140,5	22,5+24,2i	55	58	0,55	11,6	1650	1622	68	18,1+28,7i
40	73	0,35	22,7	1200	1180	184,1	27,6+21,4i	55	63	0,56	12,2	1650	1622	72	18,5+28,1i
40	78	0,27	32,1	1200	1180	259,5	37,9+15,7i	55	68	0,57	13,0	1650	1622	76	19,1+27,3i
41	20	0,29	7,4	1230	1209	58,8	16+35,3i	55	73	0,57	14,1	1650	1622	83	19,8+26,4i
41	23	0,33	7,6	1230	1209	60,0	16,1+34,9i	55	78	0,55	15,5	1650	1622	91	20,9+25,4i
41	26	0,37	7,7	1230	1209	61,0	16,1+34,7i	55	83	0,52	17,4	1650	1622	103	22,5+24,2i
41	29	0,40	7,8	1230	1209	61,7	16,1+34,5i	55	88	0,48	20,0	1650	1622	118	24,9+22,8i
41	32	0,44	7,9	1230	1209	62,5	16,2+34,2i	55	93	0,43	23,5	1650	1622	138	28,4+21i
41	35	0,47	8,0	1230	1209	63,5	16,2+34i	55	95	0,41	25,2	1650	1622	148	30,2+20,1i
41	38	0,51	8,2	1230	1209	64,7	16,3+33,6i	56	20	0,23	9,5	1680	1652	55	16,9+31,3i
41	41	0,53	8,4	1230	1209	66,4	16,4+33,2i	56	23	0,26	9,8	1680	1652	57	17,1+30,9i
41	44	0,55	8,7	1230	1209	68,7	16,5+32,7i	56	26	0,28	10,1	1680	1652	58	17,2+30,5i

Продолжение таблицы Г.1

f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА	f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА
41	47	0,56	9,1	1230	1209	71,6	16,7+32i	56	29	0,31	10,3	1680	1652	59	17,3+30,2i
41	48	0,57	9,2	1230	1209	72,8	16,8+31,8i	56	32	0,34	10,4	1680	1652	60	17,4+30i
41	53	0,57	10,1	1230	1209	80,1	17,3+30,4i	56	35	0,36	10,5	1680	1652	61	17,5+29,9i
41	58	0,55	11,5	1230	1209	90,9	18,1+28,7i	56	38	0,39	10,6	1680	1652	61	17,5+29,8i
41	63	0,51	13,5	1230	1209	106,6	19,4+26,8i	56	41	0,42	10,7	1680	1652	62	17,6+29,6i
41	68	0,45	16,5	1230	1209	130,0	21,7+24,7i	56	44	0,44	10,8	1680	1652	63	17,7+29,5i
41	73	0,38	21,0	1230	1209	166,1	25,9+22,2i	56	47	0,47	10,9	1680	1652	63	17,7+29,4i
41	78	0,30	28,5	1230	1209	225,3	33,9+18,1i	56	48	0,48	11,0	1680	1652	64	17,8+29,3i
42	20	0,29	7,6	1260	1239	58,5	16+35i	56	53	0,51	11,3	1680	1652	65	17,9+29i
42	23	0,32	7,8	1260	1239	59,8	16,1+34,6i	56	58	0,54	11,7	1680	1652	67	18,2+28,6i
42	26	0,36	7,9	1260	1239	60,8	16,2+34,3i	56	63	0,56	12,2	1680	1652	71	18,5+28i
42	29	0,40	8,0	1260	1239	61,5	16,2+34,1i	56	68	0,57	13,0	1680	1652	75	19,1+27,3i
42	32	0,43	8,1	1260	1239	62,3	16,2+33,9i	56	73	0,57	14,0	1680	1652	81	19,8+26,4i
42	35	0,47	8,2	1260	1239	63,2	16,3+33,7i	56	78	0,55	15,3	1680	1652	89	20,8+25,5i
42	38	0,50	8,3	1260	1239	64,3	16,4+33,4i	56	83	0,53	17,1	1680	1652	99	22,3+24,4i
42	41	0,52	8,5	1260	1239	65,8	16,4+33i	56	88	0,49	19,4	1680	1652	112	24,4+23,1i
42	44	0,54	8,8	1260	1239	67,8	16,6+32,5i	56	93	0,45	22,6	1680	1652	131	27,4+21,4i
42	47	0,56	9,1	1260	1239	70,4	16,7+31,9i	56	95	0,43	24,1	1680	1652	140	29,1+20,6i
42	48	0,56	9,3	1260	1239	71,5	16,8+31,7i	57	20	0,23	9,6	1710	1681	55	17+31,1i
42	53	0,57	10,1	1260	1239	78,0	17,3+30,4i	57	23	0,25	10,0	1710	1681	57	17,2+30,7i
42	58	0,56	11,4	1260	1239	87,5	18+28,9i	57	26	0,28	10,2	1710	1681	58	17,3+30,3i
42	63	0,52	13,1	1260	1239	101,3	19,2+27,1i	57	29	0,30	10,4	1710	1681	59	17,4+30i
42	68	0,47	15,7	1260	1239	121,4	21,1+25,2i	57	32	0,33	10,6	1710	1681	60	17,5+29,8i
42	73	0,40	19,7	1260	1239	151,6	24,6+22,9i	57	35	0,36	10,7	1710	1681	61	17,6+29,7i
42	78	0,33	25,9	1260	1239	199,5	30,9+19,7i	57	38	0,38	10,8	1710	1681	61	17,6+29,6i

Продолжение таблицы Г.1

f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА	f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА
42	83	0,25	36,7	1260	1239	282,5	43,1+12,4i	57	41	0,41	10,9	1710	1681	62	17,7+29,4i
43	20	0,28	7,7	1290	1268	58,3	16,1+34,6i	57	44	0,44	11,0	1710	1681	62	17,8+29,3i
43	23	0,32	7,9	1290	1268	59,6	16,2+34,2i	57	47	0,46	11,1	1710	1681	63	17,8+29,2i
43	26	0,35	8,1	1290	1268	60,6	16,2+34i	57	48	0,47	11,1	1710	1681	63	17,9+29,1i
43	29	0,39	8,2	1290	1268	61,4	16,3+33,7i	57	53	0,51	11,4	1710	1681	65	18+28,8i
43	32	0,42	8,2	1290	1268	62,1	16,3+33,5i	57	58	0,54	11,8	1710	1681	67	18,3+28,4i
43	35	0,46	8,4	1290	1268	62,9	16,4+33,3i	57	63	0,56	12,3	1710	1681	70	18,6+27,9i
43	38	0,49	8,5	1290	1268	63,9	16,4+33,1i	57	68	0,57	13,0	1710	1681	74	19,1+27,3i
43	41	0,52	8,7	1290	1268	65,3	16,5+32,7i	57	73	0,57	14,0	1710	1681	79	19,8+26,5i
43	44	0,54	8,9	1290	1268	67,1	16,6+32,3i	57	78	0,56	15,2	1710	1681	86	20,7+25,6i
43	47	0,56	9,2	1290	1268	69,4	16,8+31,8i	57	83	0,54	16,8	1710	1681	96	22+24,5i
43	48	0,56	9,3	1290	1268	70,3	16,8+31,6i	57	88	0,51	19,0	1710	1681	108	23,9+23,3i
43	53	0,57	10,1	1290	1268	76,1	17,2+30,4i	57	93	0,46	21,8	1710	1681	124	26,7+21,8i
43	58	0,56	11,2	1290	1268	84,6	17,9+29i	57	95	0,45	23,2	1710	1681	132	28,1+21,1i
43	63	0,53	12,8	1290	1268	96,7	19+27,4i	58	20	0,22	9,8	1740	1711	54	17,1+30,9i
43	68	0,49	15,2	1290	1268	114,2	20,7+25,6i	58	23	0,25	10,1	1740	1711	56	17,2+30,5i
43	73	0,43	18,6	1290	1268	139,9	23,6+23,5i	58	26	0,27	10,4	1740	1711	58	17,4+30,1i
43	78	0,36	23,8	1290	1268	179,3	28,7+20,8i	58	29	0,30	10,6	1740	1711	59	17,5+29,8i
43	83	0,28	32,4	1290	1268	244,2	38,3+15,5i	58	32	0,33	10,7	1740	1711	60	17,6+29,6i
44	20	0,28	7,9	1320	1298	58,0	16,2+34,3i	58	35	0,35	10,9	1740	1711	61	17,7+29,5i
44	23	0,31	8,1	1320	1298	59,4	16,2+33,9i	58	38	0,38	11,0	1740	1711	61	17,7+29,4i
44	26	0,34	8,2	1320	1298	60,4	16,3+33,6i	58	41	0,40	11,1	1740	1711	62	17,8+29,2i
44	29	0,38	8,3	1320	1298	61,2	16,3+33,4i	58	44	0,43	11,2	1740	1711	62	17,9+29,1i
44	32	0,41	8,4	1320	1298	61,9	16,4+33,2i	58	47	0,45	11,3	1740	1711	63	17,9+29i
44	35	0,45	8,5	1320	1298	62,7	16,4+33i	58	48	0,46	11,3	1740	1711	63	17,9+29i

Продолжение таблицы Г.1

f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА	f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА
44	38	0,48	8,6	1320	1298	63,6	16,5+32,8i	58	53	0,50	11,6	1740	1711	64	18,1+28,7i
44	41	0,51	8,8	1320	1298	64,8	16,6+32,5i	58	58	0,53	11,9	1740	1711	66	18,3+28,3i
44	44	0,53	9,0	1320	1298	66,4	16,7+32,1i	58	63	0,55	12,4	1740	1711	69	18,7+27,8i
44	47	0,55	9,3	1320	1298	68,5	16,8+31,6i	58	68	0,57	13,1	1740	1711	73	19,1+27,2i
44	48	0,56	9,4	1320	1298	69,3	16,9+31,5i	58	73	0,57	13,9	1740	1711	78	19,7+26,5i
44	53	0,57	10,1	1320	1298	74,5	17,3+30,4i	58	78	0,56	15,1	1740	1711	84	20,6+25,6i
44	58	0,57	11,2	1320	1298	82,1	17,9+29,1i	58	83	0,54	16,6	1740	1711	93	21,8+24,7i
44	63	0,54	12,6	1320	1298	92,8	18,8+27,6i	58	88	0,52	18,6	1740	1711	104	23,6+23,5i
44	68	0,50	14,7	1320	1298	108,0	20,3+25,9i	58	93	0,48	21,2	1740	1711	118	26+22,2i
44	73	0,45	17,7	1320	1298	130,2	22,8+24i	58	95	0,46	22,5	1740	1711	125	27,3+21,5i
44	78	0,38	22,2	1320	1298	163,2	27+21,6i	59	20	0,22	9,9	1770	1740	54	17,1+30,8i
44	83	0,31	29,3	1320	1298	215,5	34,7+17,6i	59	23	0,25	10,2	1770	1740	56	17,3+30,3i
45	20	0,27	8,0	1350	1327	57,7	16,2+34i	59	26	0,27	10,5	1770	1740	58	17,5+29,9i
45	23	0,30	8,2	1350	1327	59,2	16,3+33,6i	59	29	0,29	10,7	1770	1740	59	17,6+29,6i
45	26	0,34	8,4	1350	1327	60,3	16,4+33,3i	59	32	0,32	10,9	1770	1740	60	17,7+29,4i
45	29	0,37	8,5	1350	1327	61,1	16,4+33,1i	59	35	0,35	11,0	1770	1740	60	17,8+29,3i
45	32	0,41	8,6	1350	1327	61,8	16,5+32,9i	59	38	0,37	11,1	1770	1740	61	17,8+29,2i
45	35	0,44	8,7	1350	1327	62,5	16,5+32,7i	59	41	0,40	11,2	1770	1740	62	17,9+29i
45	38	0,47	8,8	1350	1327	63,3	16,6+32,5i	59	44	0,42	11,3	1770	1740	62	18+28,9i
45	41	0,50	9,0	1350	1327	64,4	16,6+32,2i	59	47	0,45	11,4	1770	1740	63	18+28,8i
45	44	0,52	9,2	1350	1327	65,9	16,7+31,9i	59	48	0,46	11,5	1770	1740	63	18,1+28,8i
45	47	0,54	9,4	1350	1327	67,7	16,9+31,5i	59	53	0,49	11,7	1770	1740	64	18,2+28,5i
45	48	0,55	9,5	1350	1327	68,5	16,9+31,3i	59	58	0,53	12,0	1770	1740	66	18,4+28,2i
45	53	0,57	10,2	1350	1327	73,1	17,3+30,4i	59	63	0,55	12,5	1770	1740	69	18,7+27,7i
45	58	0,57	11,1	1350	1327	79,8	17,8+29,2i	59	68	0,57	13,1	1770	1740	72	19,1+27,2i

Продолжение таблицы Г.1

f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА	f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА
45	63	0,55	12,4	1350	1327	89,4	18,7+27,8i	59	73	0,57	13,9	1770	1740	76	19,7+26,5i
45	68	0,52	14,3	1350	1327	102,8	20+26,2i	59	78	0,57	15,0	1770	1740	82	20,6+25,7i
45	73	0,47	17,0	1350	1327	122,0	22,2+24,4i	59	83	0,55	16,4	1770	1740	90	21,7+24,8i
45	78	0,41	20,9	1350	1327	150,2	25,7+22,3i	59	88	0,53	18,2	1770	1740	100	23,3+23,7i
45	83	0,34	26,8	1350	1327	193,1	32+19,1i	59	93	0,49	20,6	1770	1740	113	25,5+22,4i
45	88	0,26	36,7	1350	1327	264,1	43,2+12,3i	59	95	0,48	21,8	1770	1740	120	26,7+21,8i
46	20	0,27	8,2	1380	1357	57,5	16,3+33,7i	60	20	0,22	10,0	1800	1770	54	17,2+30,6i
46	23	0,30	8,4	1380	1357	59,0	16,4+33,3i	60	23	0,24	10,4	1800	1770	56	17,4+30,1i
46	26	0,33	8,5	1380	1357	60,1	16,4+33i	60	26	0,27	10,6	1800	1770	57	17,6+29,7i
46	29	0,37	8,7	1380	1357	60,9	16,5+32,8i	60	29	0,29	10,9	1800	1770	59	17,7+29,5i
46	32	0,40	8,8	1380	1357	61,6	16,5+32,6i	60	32	0,32	11,0	1800	1770	60	17,8+29,3i
46	35	0,43	8,8	1380	1357	62,3	16,6+32,4i	60	35	0,34	11,2	1800	1770	60	17,9+29,1i
46	38	0,46	9,0	1380	1357	63,1	16,6+32,2i	60	38	0,37	11,3	1800	1770	61	17,9+29i
46	41	0,49	9,1	1380	1357	64,1	16,7+32i	60	41	0,39	11,4	1800	1770	61	18+28,9i
46	44	0,52	9,3	1380	1357	65,4	16,8+31,7i	60	44	0,42	11,5	1800	1770	62	18,1+28,8i
46	47	0,54	9,5	1380	1357	67,0	16,9+31,3i	60	47	0,44	11,6	1800	1770	63	18,1+28,6i
46	48	0,54	9,6	1380	1357	67,7	17+31,2i	60	48	0,45	11,6	1800	1770	63	18,2+28,6i
46	53	0,57	10,2	1380	1357	71,9	17,3+30,3i	60	53	0,49	11,8	1800	1770	64	18,3+28,4i
46	58	0,57	11,1	1380	1357	77,9	17,8+29,2i	60	58	0,52	12,2	1800	1770	66	18,5+28,1i
46	63	0,56	12,3	1380	1357	86,4	18,6+27,9i	60	63	0,55	12,6	1800	1770	68	18,8+27,6i
46	68	0,53	14,0	1380	1357	98,4	19,8+26,5i	60	68	0,56	13,2	1800	1770	71	19,2+27,1i
46	71,8	0,50	15,7	1380	1357	110,6	21,1+25,2i	60	73	0,57	13,9	1800	1770	75	19,7+26,5i
46	73	0,49	16,4	1380	1357	115,2	21,6+24,8i	60	78	0,57	14,9	1800	1770	81	20,5+25,7i
46	78	0,43	19,8	1380	1357	139,3	24,7+22,9i	60	83	0,56	16,3	1800	1770	88	21,6+24,9i
46	83	0,36	24,9	1380	1357	175,3	29,9+20,2i	60	88	0,53	18,0	1800	1770	97	23+23,9i

Окончание таблицы Г.1

f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА	f_2, Гц	$Q_{НС}$, м^3/сут.	η, о.е.	$P_{ДВ}$, кВт	n_1, об./мин	n, об/мин	M, Н·м	S, кВА
46	88	0,29	33,0	1380	1357	232,2	38,9+15,1i	60	93	0,50	20,2	1800	1770	109	25+22,7i
47	20	0,26	8,3	1410	1386	57,2	16,3+33,4i	60	95	0,49	21,2	1800	1770	115	26,1+22,1i
47	23	0,29	8,5	1410	1386	58,8	16,4+33i	-	-	-	-	-	-	-	-
47	26	0,33	8,7	1410	1386	59,9	16,5+32,7i	-	-	-	-	-	-	-	-
47	29	0,36	8,8	1410	1386	60,8	16,6+32,5i	-	-	-	-	-	-	-	-
47	32	0,39	8,9	1410	1386	61,4	16,6+32,3i	-	-	-	-	-	-	-	-
47	35	0,42	9,0	1410	1386	62,1	16,7+32,1i	-	-	-	-	-	-	-	-
47	38	0,45	9,1	1410	1386	62,8	16,7+31,9i	-	-	-	-	-	-	-	-
47	41	0,48	9,3	1410	1386	63,7	16,8+31,7i	-	-	-	-	-	-	-	-
47	44	0,51	9,4	1410	1386	64,9	16,9+31,5i	-	-	-	-	-	-	-	-
47	47	0,53	9,6	1410	1386	66,4	17+31,1i	-	-	-	-	-	-	-	-
47	48	0,54	9,7	1410	1386	67,0	17+31i	-	-	-	-	-	-	-	-
47	53	0,56	10,3	1410	1386	70,8	17,3+30,2i	-	-	-	-	-	-	-	-
47	58	0,57	11,1	1410	1386	76,2	17,8+29,2i	-	-	-	-	-	-	-	-
47	63	0,56	12,2	1410	1386	83,9	18,5+28i	-	-	-	-	-	-	-	-
47	68	0,54	13,7	1410	1386	94,5	19,6+26,7i	-	-	-	-	-	-	-	-
47	73	0,50	15,9	1410	1386	109,3	21,2+25,1i	-	-	-	-	-	-	-	-
47	78	0,45	18,9	1410	1386	130,3	23,9+23,3i	-	-	-	-	-	-	-	-
47	83	0,39	23,4	1410	1386	160,8	28,2+21i	-	-	-	-	-	-	-	-
47	88	0,32	30,1	1410	1386	207,5	35,7+17,1i	-	-	-	-	-	-	-	-
47	93	0,25	41,4	1410	1386	285,0	48,5+9,5i	-	-	-	-	-	-	-	-

ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Погрешность используемых приборов измерения

Завяленная погрешность мультиметра лабораторного стенда системы электроснабжения, модели *Mastech MY*60 представлены в таблице Д.1

Таблица Д.1 – Измерительная погрешность мультиметра *Mastech MY*60

Параметр	Значение
Переменное напряжение	3,26В / 32,6В / 326В / 700В (± 0,8%)
Переменный ток	0,326мА / 3,26мА / 32,6мА / 326мА (± 1,5%) 10А (± 3,0%)
Сопротивление	326Ом / 3,26кОм / 32,6кОм / 326кОм / 3,26МОм (± 0,8%) 32,6МОм (± 1,2%)

Заявленная измерительная погрешность анализатора качества *fluke* 435-II представлены в таблице Д.2

Таблица Д.2 – Измерительная погрешность мультиметра *fluke 435-II*

Параметр	Значение
Среднеквадратичное напряжение	±0,2% от номинального значения
Среднеквадратичное значение тока	±1,0% ± 10 единиц счета
Мощность	±1,0% ± 10 единиц счета
Коэффициент активной мощности	±0,1% при условии отсутствия перегрузки

Заявленная измерительная погрешность регистратора мощности электрической энергии *Chauvin Arnoux PEL*103 представлены в таблице Д.3

Таблица Д.3 – Измерительная погрешность мультиметра *Chauvin Arnoux PEL*103

Параметр	Значение
Частота	[42,5 Гц; 69 Гц] ± 1 Гц
Напряжение	±0,2%
Ток	±0,2% ±0,02% от номинального значения
Активная мощность	0,5 %
Реактивная мощность	±1,5% при sinφ=[0,5 индукт.; 0,5 ёмкостн.]
Полная мощность	±0,5%±0,005% от номинального значения
Коэффициент активной мощности	±0,05

ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2024662949

Модульная система расчета распределения электроэнергии в электротехническом комплексе нефтедобывающего предприятия с интегрированной информационной системой (Modular calculation electrical power distribution system in oil production)

Правообладатель: ***Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» (ПНИПУ) (RU)***

Авторы: ***Семенов Александр Сергеевич (RU), Петроченков Антон Борисович (RU)***

Заявка № **2024662304**

Дата поступления **03 июня 2024 г.**

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ ***03 июня 2024 г.***

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной собственности

ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат 429b6a0fe3853164ba96f83b73b4aa7

Владелец Зубов Юрий Сергеевич

Действителен с 10.05.2023 по 02.08.2024

Ю.С. Зубов

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:
И. о. проректора по науке и инновациям,
д. ф.-м. н., доцент
Шляпин Алексей Игоревич

АКТ

о внедрении в учебный процесс Пермского национального исследовательского политехнического университета результатов диссертационной работы Семенова Александра Сергеевича «Снижение удельного электропотребления нефтяного месторождения на основе алгоритмов рациональных режимов работы скважинного фонда», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук

Мы, нижеподписавшиеся, декан электротехнического факультета, к.т.н., Черняев В. В., д.т.н., доцент Бочкарев С. В. Составили настоящий акт о том, что в учебный процесс кафедры «Микропроцессорные средства автоматизации» внедрены результаты диссертационной работы Семенова А. С., в части:

- модели электротехнического комплекса нефтедобывающего предприятия на примере одного из технологических объектов;
- структуры системы управления электротехническими комплексами нефтедобывающих предприятий;
- метод определения неизвестного оборудования в условиях информационной неопределенности;
- методика алгоритмизации снижения удельного электропотребления электротехнических комплексов нефтедобывающих предприятий.

Разработанные методы и модели используются при проведении лабораторных работ и практических занятий по дисциплинам «Моделирование в электроэнергетике и электротехнике», «Основы цифровой трансформации промышленных предприятий», «Производственная практика, междисциплинарный научно-исследовательский семинар» при подготовке студентов по образовательным программам бакалавриата и магистратуры по направлению «Электроэнергетика и электротехника».

Декан
Электротехнического факультета,
к.т.н — В. В. Черняев

Профессор кафедры
«Микропроцессорные средства автоматизации»,
д.т.н., доцент — С. В. Бочкарев

СИСТЕМНЕФТЕАВТОМАТИКА

А К Т от 25.04.2024 г.

Внедрения результатов диссертационной работы аспиранта Семенова А. С. «Снижение удельного электропотребления нефтяного месторождения на основе алгоритмов рациональных режимов работы скважинного фонда», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук

Мы, нижеподписавшиеся, директор Горшков Дмитрий Борисович, ведущий инженер по наладке и испытаниям Энс Николай Яковлевич, составили настоящий акт о том, что ООО «Системнефтеавтоматика» при разработке интеллектуальных станций управления в рамках выполнения 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. использовались результаты диссертационного исследования Семенова Александра Сергеевича, а именно:

- структура системы управления электротехнического комплекса нефтяного месторождения с интегрированным центром принятия решений, учитывающим в своем составе установленное электрооборудование для добычи нефти на основе данных технологических параметров каждой скважины;
- алгоритмы процесса задания рационального режима работы скважинного фонда нефтяного месторождения с применением энергетических профилей при регулировании режима работы скважинного фонда с учетом процесса потребления и распределения электроэнергии.

Разработанная методика подбора оборудования с использованием энергетических профилей скважин (загруженных в контроллеры станций управления) позволит учитывать технологический режим работы нефтедобывающей скважины.

«25» апреля 2024 г. Директор ООО «Системнефтеавтоматика» Горшков Д. Б.

«25» апреля 2024 г. Ведущий инженер по наладке и испытаниям ООО «Системнефтеавтоматика» Энс Н. Я.

"Систем-нефте-автоматика"

Общество с ограниченной ответственностью
«Системнефтеавтоматика»
ОГРН 1105904019869
ИНН /КПП 5904241217 /590401001
ОКПО 55046897

Юр. адрес: 614002, Пермский край, Г. О. ПЕРМСКИЙ, Г ПЕРМЬ, УЛ ФОНТАННАЯ, Д. 2А.
Почт. адрес: 614007, г. Пермь, ул. Н. Островского, 65
E-mail: info@snaperm.ru
Тел. (342) 216-81-87, Факс (342) 216-14-58

GROUP
SPUTNIC
Компетенция в решениях

ООО «Спутник-Комплектация»

Адрес места нахождения: Н.Островского ул., зд 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

А К Т от 25 апреля 2024 г.

Внедрения результатов диссертационной работы аспиранта Семенова А. С. «Снижение удельного электропотребления нефтяного месторождения на основе алгоритмов рациональных режимов работы скважинного фонда», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук

Мы, нижеподписавшиеся, Гагарин Юрий Анатольевич, технический директор, Шапранов Руслан Юрьевич, заместитель техническогол директора, составили настоящий акт, подтверждая, что группой предприятий «СПУТНИК» используется разработанный в ходе диссертационного исследования Семенова А. С. Принцип задания рационального режима работы погружного электрооборудования с применением «энергетического профиля скважины» на основании известных показателей технологического процесса.

Представленные принципы расчета потребления и распределения электроэнергии с применением модульной цифровой модели месторождения используются при проектировании систем электроснабжения и технологических объектов нефтедобывающих предприятий, таких как: ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ОАО «НГК «Славнефть», ОАО «Пермнефтегазпереработка», Нефтяная компания «Сибнефть», ОАО «НК Роснефть», ОАО «Сургутнефтегаз». Полученные результаты диссертационного исследования позволяют рассчитать величину электропотребления в проектируемой системе электроснабжения в различных технологических режимах работы выбираемого электрооборудования с возможностью изменения топологии сети.

Технический директор Ю.А. Гагарин

Зам. Технического директора Р.Ю. Шапранов

SPUTNIC GROUP

Solution Partner Automation SIEMENS