

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

СЕМЕНОВ Александр Сергеевич

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

Специальность 2.4.2 – «Электротехнические комплексы и системы»

Автореферат диссертации
на соискание ученой степени кандидата технических наук

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

Пермь – 2024

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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 затратами электроэнергии не только на скважинном электрооборудовании. Значительная часть электроэнергии расходуется на этапе передачи, преобразования и распределения электрических мощностей. Данная проблема особенно остро влияет на энергоэффективность нефтяных кустов и месторождений, где группы скважин располагаются удаленно от центров питания. Планирование потребления топливно-энергетических ресурсов электротехнического комплекса (ЭТК) нефтедобывающего предприятия (НДП) осуществляется с учетом типовых норм планового потребления и целевых показателей технологического процесса добычи. Чтобы не допустить повышение стоимости электроэнергии. При подаче заявок на планируемое электропотребление зачастую необходимо учитывать факторы неопределенности и неполноты информации в технологическом процессе (чтобы не допустить повышение стоимости электроэнергии и, как следствие, повышение стоимости добычи нефти, снижение конкурентной способности НДП).

Таковыми факторами информационной неполноты являются отсутствие данных о текущем состоянии технологического процесса добычи нефти и отсутствие актуальной информации о материальном оснащении отдельных скважин. Указанные обстоятельства способствуют снижению точности сведения балансов потребления электроэнергии в разветвленной системе электроснабжения предприятия между технологическими объектами и прочими абонентами сетей предприятия, потребление электроэнергии которых вносит информационную неопределенность. Небаланс мощности также сказывается на повышении стоимости итогового продукта. При этом, в соответствии с «Энергетической стратегией Российской Федерации до 2035 г.» добыча ископаемых топлив должна производиться с применением «интеллектуальных безлюдных технологий добычи углеводородного сырья», что фактически на текущий момент не всегда возможно из-за отсутствия соответствующего уровня как информационного сопровождения процесса добычи нефти, так и удаленного управления технологическим процессом. Установка современных систем телеметрии для распределительных сетей ЭТК НДП не всегда экономически целесообразна, поэтому требуется разработка иных способов и методов интеллектуализации ЭТК НДП для соответствия требованиям Энергетической стратегии. Одним из обозначенных в Энергетической стратегии методов является развитие сетевых моделей управления технологическим процессом.

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. Таким образом, 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, изучении их системных свойств и связей.

Степень разработанности темы исследования. Моделирование режимов работы ЭТК, в том числе, с точки зрения их управления и планирования рассмотрено в работах Д. А. Арзамасцева, А. С. Бердина, А. В. Ляхомского, В. А. Веникова, Г. В. Веникова, Ю. В. Шевырёва, Ю. А. Сычева, *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. Белея, М. С. Ершова, И. И. Артюхова, А. И. Федотова, В. В. Сушкова и др.

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

Предметом исследования являются процессы потребления и распределения электроэнергии в электротехническом комплексе нефтедобывающего предприятия.

Идея работы заключается в модернизации структуры системы управления электрооборудованием скважинного фонда нефтяного месторождения при выборе рационального режима потребления и распределения электроэнергии.

Целью работы является снижение удельного потребления электроэнергии на границе балансовой принадлежности ЭТК НДП без изменения целевых показателей по объемам добычи нефти на нефтяном месторождении.

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.

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, 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 печатных работ (из них 4 – в изданиях, входящих в международные системы цитирования *SCOPUS* и *Web of Science*), получено 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%.

Структура диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы из 103 наименований, изложена на 170 страницах машинописного текста и включает 39 рисунков, 14 таблиц и 7 приложений.

Во введении представлено обоснование актуальности работы, поставлена цель и сформулированы научные задачи. Определены объект и предмет исследования, выделены основные положения, выносимые на защиту, и их новизна.

В первой главе произведен анализ ЭТК НДП с учетом разделения электрооборудования на нужды технологического режима работы предприятия и электроснабжение прочих абонентов электрической сети. Проведена оценка процессов потребления и распределения электроэнергии. Структурная схема распределения электрооборудования в технологическом процессе (рис. 1) представлена 4 уровнями:

- *A*: Уровень внешней системы электроснабжения предприятия, определяющий показатели качества электроэнергии на границе балансовой принадлежности и максимально доступную выдаваемую величину электрической мощности ($\dot{S}_Г = P + jQ$, ВА). Максимально допустимой мощностью, в данном случае, считается заявленная к потреблению мощность, а не ограниченная пропускной способностью линий электропередачи.

- *B*: Уровень системы распределения электроэнергии, включающий собственную генерацию. Вариативными и контролируемыми параметрами являются: напряжение (U , В), генерируемая величина активной (P , Вт) и реактивной (Q , ВАр) мощности; потери активной (ΔP , Вт) и реактивной (ΔQ , ВАр) мощности на распределении и передаче электроэнергии. На этом уровне частота сети (f , Гц) является условно постоянной, либо ее изменения не противоречат требованиям норм качества электрической энергии.

- *C*: Уровень электрооборудования технологического процесса добычи нефти. Контролируемым параметром на данном уровне является потребляемая мощность с учетом режима работы электрооборудования ($\dot{S}_Г = P + jQ$, ВА)

- *D*: Уровень гидромеханической системы. Наблюдаемым параметром является суммарный дебит куста скважин или месторождения ($Q_{НС}$, м³/сут), который по требованиям технологического процесса должен оставаться неизменным, и дебит отдельной скважины ($Q_{НС}$, м³/сут), который может изменяться в узком диапазоне.

Произведен анализ точек установки систем телеметрии потребления электроэнергии. На отраслевых предприятиях, как правило, система телеметрии установлена на границе балансовой принадлежности и на трансформаторных подстанциях с учетом только суммарного потребления. Запрос данных возможен со станции управления скважины, но не в режиме реального времени. Таким образом, участок от границы балансовой принадлежности до станций управления (то есть до уровня технологического процесса предприятия) является «черным ящиком» в задачах сведения баланса потребления и распределения электроэнергии и планирования. Процесс сведения баланса электрической мощности также осложняется необходимостью запроса данных со станции управления, а также наличием прочих абонентов электрических сетей в структуре ЭТК.

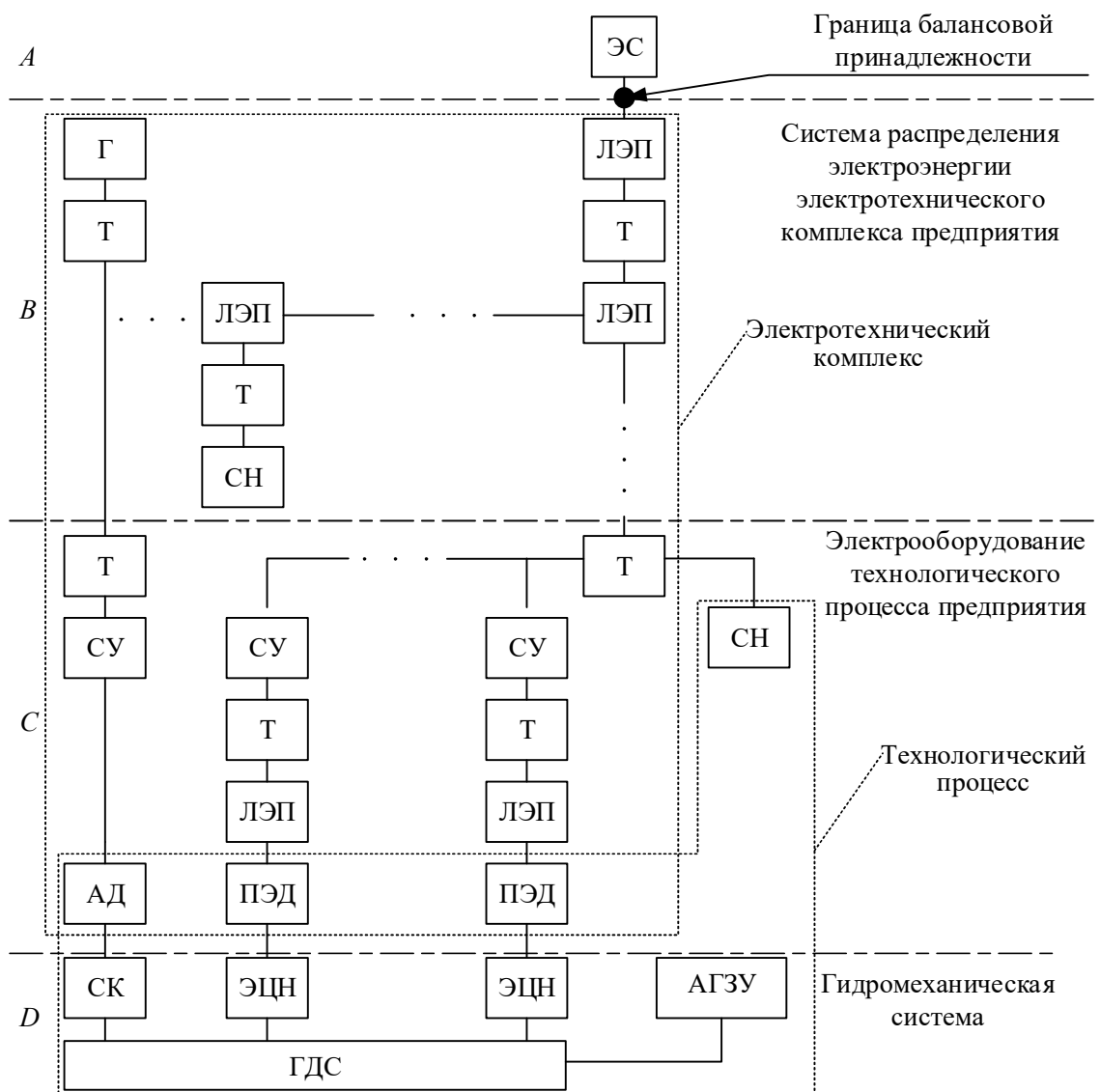


Рисунок 1 – Структурная схема распределения электрооборудования в технологическом процессе

(ЭС – внешняя энергосистема; ЛЭП – линия электропередачи; Т – трансформатор; Г – электрогенерирующая установка; СУ – станция управления; ПЭД – погружной электродвигатель; ЭЦН – электроприводной центробежный насос; ГДС – гидродинамическая система; АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка; СН – статическая нагрузка)

Во второй главе модернизирована структура управления технологическим процессом добычи нефти куста скважин или месторождения. Специфика действующей структуры заключается, во-первых, в персональном управлении режимом работы каждой скважины без возможности анализа текущего режима работы; во-вторых, в факторах информационной неполноты, которые вызваны отсутствием актуальных данных о состоянии гидродинамической системы каждой скважины в информационном пространстве предприятия. Модернизированная структура управления ЭТК НДП основана на иерархическом линейном подходе с централизованным управлением, где главными задающими параметрами являются заданные технологическим процессом суммарное значение добычи нефти и поддерживаемые параметры гидродинамической системы. Модернизированная структура системы управления ЭТК НДП представлена на рисунке 2.

Управляющий элемент – программируемый логический контроллер (ПЛК). ПЛК устанавливается в одну из станций управления на кусте скважин, впоследствии задает режим работы каждой скважины, управляет погружным электрооборудованием за счет изменения частоты питающего напряжения на станции управления. При управлении учитывается установленное оборудование на скважине и целевые ограничения по добыче нефти. Централизованный контроль технологического процесса дает возможность решения оптимизационной задачи потребления и распределения электроэнергии при сохранении заданных объемов добычи нефти.

Такая структура системы управления ЭТК НДП позволяет организовать процесс получения и передачи данных для задания режима работы установки электроприводного центробежного насоса (УЭЦН), как это показано на рисунке 3.

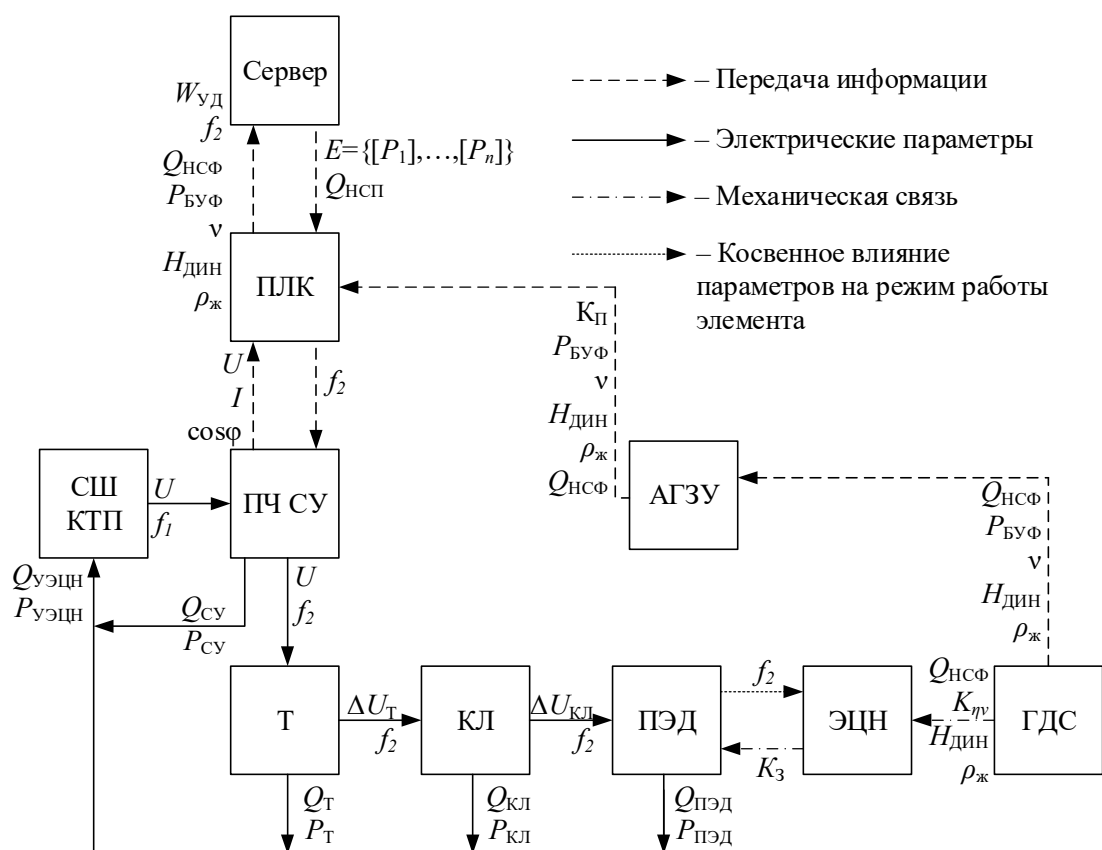


Рисунок 3 – Схема получения и передачи данных для задания режима работы УЭЦН

$(P_{уэцн}, Q_{уэцн}$ – активная и реактивная мощность, потребляемая УЭЦН;
 $P_{су}, Q_{су}, P_T, Q_T, P_{кл}, Q_{кл}, P_{пэд}, Q_{пэд}$ – потери и потребление активной и реактивной мощности на станции управления, трансформаторе, кабельной линии, погружном электродвигателе; K_3 – коэффициент загрузки погружного электродвигателя;
 f_2 – фактическая частота питающего напряжения после СУ; $U, I, \cos\phi$ – фактический ток, напряжение и коэффициент активной мощности УЭЦН; $\rho_{ж}$ – плотность нефтяной жидкости; ν – вязкость нефтяной жидкости; $K_{нп}$ – коэффициент изменения КПД ЭЦН при работе на вязких жидкостях; $H_{дин}$ – динамический уровень скважин; $Q_{нсп}$ – фактический дебит скважины; $Q_{нсп}$ – плановый дебит скважины; $P_{буф}$ – буферное давление скважины;
 K_p – коэффициент продуктивности скважины; $W_{уд}$ – удельное электропотребление скважины; E – множество параметров установленного оборудования скважины)

Как видно из представленной схемы, в ПЛК поступает информация о плановом показателе добычи нефти ($Q_{нсп}$) и множестве параметров об установленном оборудовании скважинного фонда нефтяного куста или месторождения (E). При этом необходимые параметры для расчета потребления электроэнергии, следовательно, оценки удельного электропотребления каждой скважины в текущем режиме работы поступают с АГЗУ. Таким образом, появляется возможность задания и поддержания оптимального режима работы каждой скважины.

Показатели текущего электропотребления каждой скважины контроллеры передают на сервер. Такой подход в мониторинге электропотребления каждой скважины позволяет определить параметры схемы замещения каждого элемента ЭТК НДП и произвести расчет потребления и распределения электроэнергии. При матрично-топологическом методе расчета в ЭТК НДП нивелируется фактор информационной неполноты о процессах потребления и распределения электроэнергии. Необходимые расчеты выполняются на сервере. Для расчета потребления и распределения электроэнергии в ЭТК НДП установка электроприводного центробежного насоса рассматривается как статическая нагрузка, схема замещения которой представлена на рисунке 4.

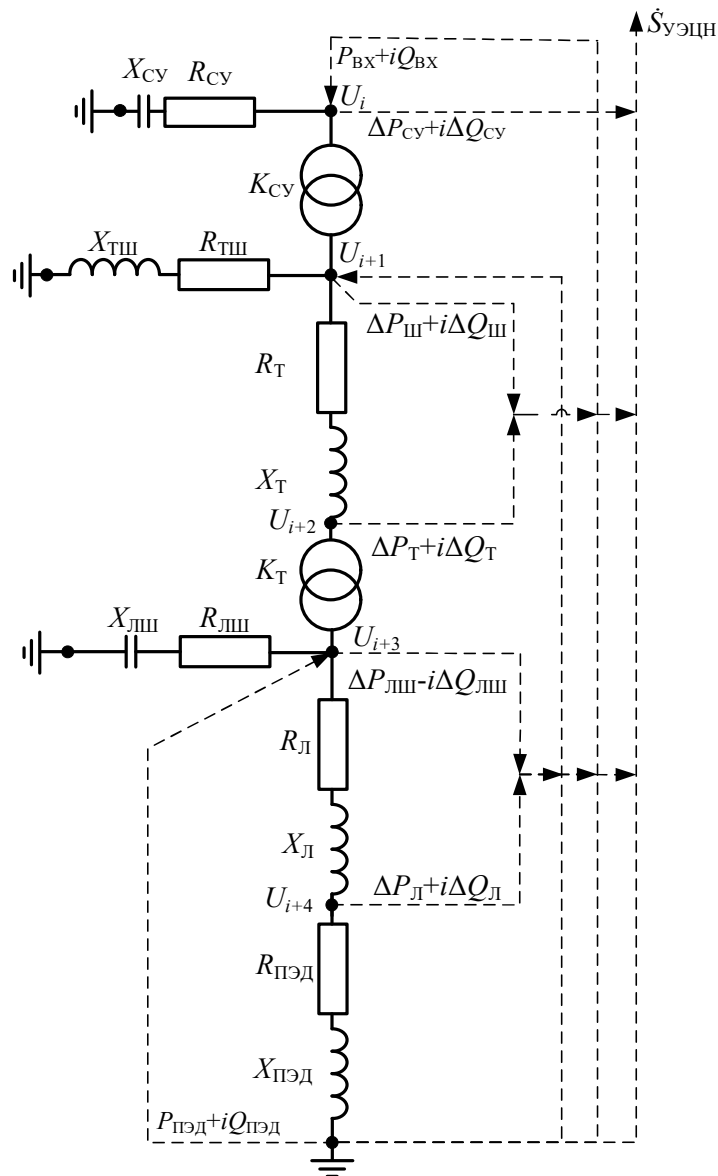


Рисунок 4 – Схема замещения УЭЦН с учетом распределения мощностей

Для определения параметров схемы замещения погружного электродвигателя используется известный метод расчета через коэффициент загрузки. Однако, данный метод был модифицирован с целью применения для оборудования разного типоразмера. Модификация метода выполнена путем введения поправочных величин для коэффициентов полиномиальных функций расчета тока и коэффициента активной мощности двигателя. Корректировочные коэффициенты регрессионного уравнения расчета тока и коэффициента активной мощности двигателя в зависимости от типоразмера представлены в таблицах 1.

Таблица 1 – Корректировочные коэффициенты регрессионного уравнения расчета тока двигателя в зависимости от типоразмера

Типоразмер двигателя	K_{Ia2}	K_{Ia1}	K_{Ia0}	K_{COSa2}	K_{COSa1}	K_{COSa0}
96	0,92	1,42	0,87	1,09	1,07	0,76
103	1,16	1,17	0,82	1,12	1,06	1,05
117	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
130	1,09	1,33	0,81	1,06	1,01	1,19
143	1,03	1,49	0,77	1,24	1,11	1,10
185	0,96	1,89	0,62	0,91	0,79	2,73

В таком случае, расчет коэффициента активной мощности и тока погружного электродвигателя осуществляется в соответствии со следующими выражениями:

$$\cos \varphi_d = f_c(K_{зд}) = (-0,866 \cdot K_{зд}^2 \cdot K_{\cos a2} + 1,694 \cdot K_{зд} \cdot K_{\cos a1} + 0,156 \cdot K_{\cos a0}) \cos \varphi_{дном}; \quad (1)$$

$$I_d = f_I(K_{зд}) = (0,311 \cdot K_{зд}^2 \cdot K_{Ia2} + 0,226 \cdot K_{зд} \cdot K_{Ia1} + 0,456 \cdot K_{Ia0}) I_{дном}. \quad (2)$$

Таким образом сопротивления двигателя определяются по выражениям:

$$R_{пэд} = \frac{U_i \cdot f_c(K_{зд}) \cdot s \cdot \eta}{f_I(K_{зд})}; \quad (3)$$

$$X_{пэд} = \frac{U_i \cdot \sqrt{1 - (f_c(K_{зд}))^2} \cdot s \cdot \eta}{f_I(K_{зд})}, \quad (4)$$

где $K_{зд}$ – коэффициент загрузки двигателя; $\cos \varphi_{дном}$ – номинальный коэффициент активной мощности двигателя; $I_{дном}$ – номинальный ток двигателя, А; s – скольжение двигателя, %; U_i – фактическое напряжение на зажимах двигателя, при первой итерации расчета принимается равным номинальному значению, В; η – коэффициент полезного действия, о. е.

В третьей главе разработана методика обеспечения рациональных режимов работы ЭТК НДП. Рационализация режима работы достигается с применением модернизированной структуры системы управления ЭТК НДП на основании энергетических профилей скважин (ЭПС).

Под ЭПС понимается сопоставимый и структурированный набор данных для выбора энергоэффективного режима работы нефтедобывающей скважины по целевым показателям технологического процесса. Структура формирования набора данных ЭПС представлена на рисунке 5.

Режим скважины	Задающие параметры режима и электропотребления					
	$\dot{S}$	P	Q	...	Q_H	f_2
1	$\dot{S}_1$	P_1	Q_1	...	Q_{H1}	f_{21}
2	$\dot{S}_2$	P_2	Q_2	...	Q_{H2}	f_{22}
...	...	...	Набор параметров ЭПС		...	...
$n-1$	$\dot{S}_{n-1}$	P_{n-1}	Q_{n-1}	...	Q_{Hn-1}	f_{2n-1}
n	$\dot{S}_n$	P_n	Q_n	...	Q_{Hn}	f_{2n}

Рассчитываемые параметры

Вектор рассчитанных значений

Требуемая частота для обеспечения энергоэффективного режима

Рисунок 5 – Структура формирования набора данных ЭПС

Определены границы допуска изменения дебита скважины, что необходимо для ограничения регулирования и соответствующего реагирования на изменения технологического режима. Произведен анализ динамики дебита, на основании которого определены диапазоны изменения объемов добычи каждой скважины в зависимости от целевых показателей и коэффициента продуктивности скважины:

$$K_{\Pi} = \frac{Q}{\Delta P}, \quad (5)$$

где Q – дебит скважины, м³/сут.; ΔP – разность между пластовым и забойным давлением скважины, именуемая депрессией давления, МПа.

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

$$Q = K_{\Pi} \cdot \Delta P^{Kn}, \quad (6)$$

где Kn – характеристический коэффициент нелинейности.

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

$$\left\{ \begin{array}{l} Q_{\text{НСФ}} \in [0,95 \cdot Q_{\text{НСП}}; 1,2 \cdot Q_{\text{НСП}}], \text{ если } \begin{cases} Kn < 1 \\ Q_{\text{НСП}} \leq 90 \end{cases} \\ Q_{\text{НСФ}} \in [0,95 \cdot Q_{\text{НСП}}; 1,05 \cdot Q_{\text{НСП}}], \text{ если } \begin{cases} Kn \geq 1 \\ Q_{\text{НСП}} \leq 90 \end{cases} \\ Q_{\text{НСФ}} \in [0,9 \cdot Q_{\text{НСП}}; 1,2 \cdot Q_{\text{НСП}}], \text{ если } \begin{cases} Kn < 1 \\ Q_{\text{НСП}} > 90 \end{cases} \\ Q_{\text{НСФ}} \in [0,9 \cdot Q_{\text{НСП}}; 1,1 \cdot Q_{\text{НСП}}], \text{ если } \begin{cases} Kn \geq 1 \\ Q_{\text{НСП}} > 90 \end{cases} \\ Q_{\text{НСП}} \geq Q_{\text{ЭЦН}_{\text{РМН}}}, \text{ то } Q_{\text{НСФ}} \in [Q_{\text{ЭЦН}_{\text{РМН}}}; Q_{\text{ЭЦН}_{\text{РМАХ}}}] \end{array} \right. , \quad (7)$$

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

Для формирования ЭПС необходимы данные о параметрах установленного оборудования скважины. Нужно учитывать отсутствие данных о моделях установленного оборудования на скважине вследствие проведения ремонтов и замены. Разработан алгоритм подбора параметров установленного оборудования. Для этого:

1) Введены параметрические коэффициенты, отражающие зависимые величины скважинного оборудования и технологического процесса, которые позволяют выделить неявные группы параметров, влияющие на подбор оборудования скважины:

$$K_{\text{ПЭД}} = \frac{P_{\text{ПЭД}}}{S_{\text{Н}}} \div \frac{L}{I_{\text{СУ}}}; K_{\text{ПЭД}} = \frac{Q_{\text{НС}}}{Q_{\text{МАХ}}}; K_{\text{СУ}} = \frac{S_{\text{Н}}}{P_{\text{ПЭД}}} \div L; K_{\text{СН}} = \frac{U_{\text{ДВ}}}{I_{\text{СУ}}} \div L; K_{\text{ЭЦН}} = \frac{Q_{\text{НС}}}{H}, \quad (8)$$

где $Q_{\text{НС}}$ – фактический дебит скважины, м³/сут.; $Q_{\text{МАХ}}$ – максимальная подача ЭЦН, м³/сут.; $S_{\text{Н}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА; $P_{\text{ПЭД}}$ – номинальная мощность ПЭД, кВт; $U_{\text{ДВ}}$ – номинальное напряжение двигателя, В; $I_{\text{СУ}}$ – номинальный ток станции управления, А; H – требуемый напор ЭЦН, м; L – требуемая длина линии электропередачи, м;

2) Произведен корреляционный анализ данных для выявления наиболее созависимых пар величин в парадигме известный и искомый параметр. Результат корреляционного анализа представлен в таблице 2.

Таблица 2 – Коэффициенты корреляции между известными и искомыми параметрами оборудования УЭЦН

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

Выполнен кластерный анализ методом k -средних, результат которого представлен на рисунке 6.

3) Разработан алгоритм выбора скважинного оборудования в условиях информационной неопределенности. Адекватность разработанного алгоритма оценивалась с позиции количества ложного определения параметров на известных данных. Ошибка определения параметров составила 4,46 %. Блок-схема алгоритма выбора скважинного оборудования в условиях информационной неопределенности представлена на рисунке 7.

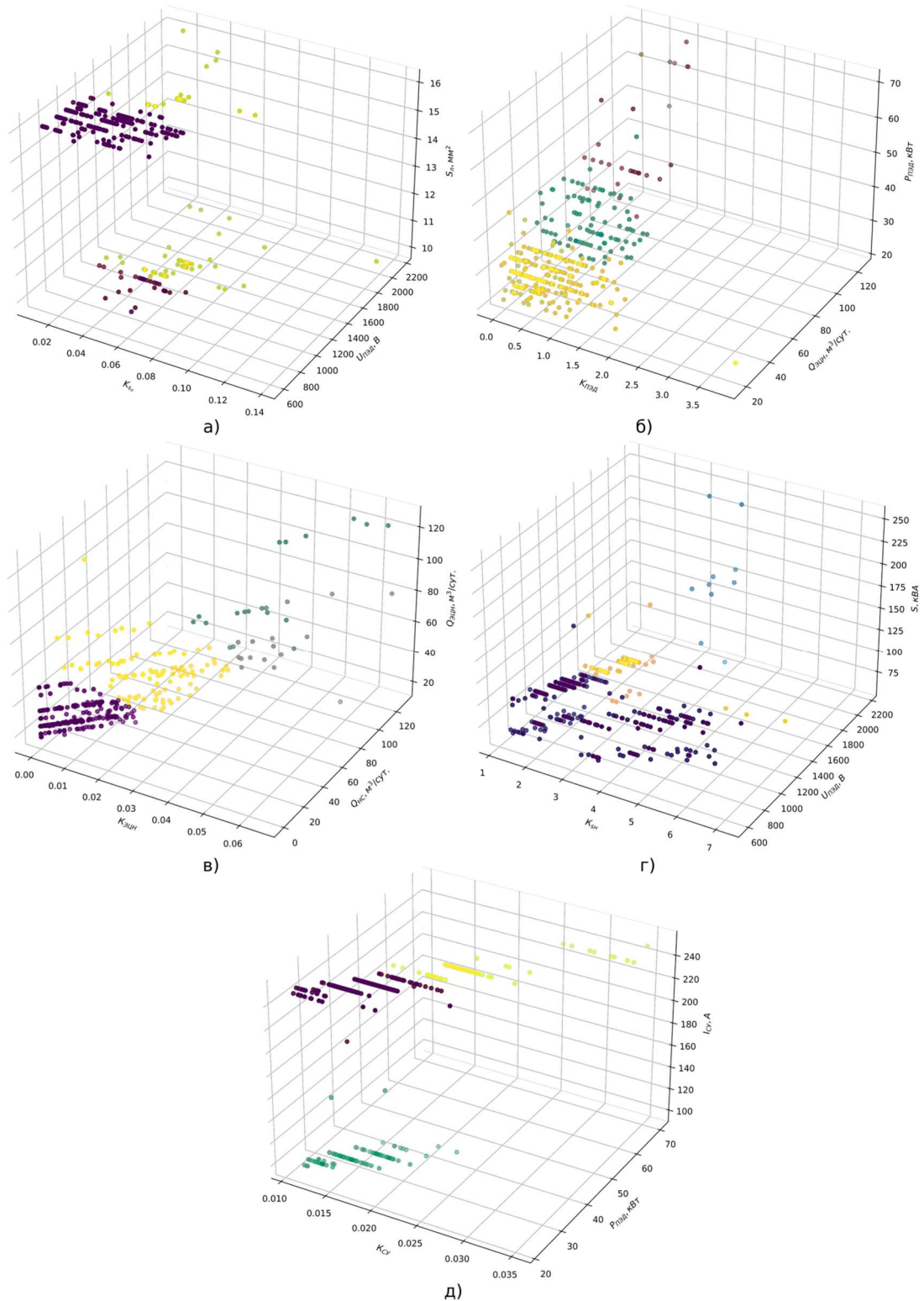


Рисунок 6 – Графическое представление результата кластерного анализа методом k -средних параметров, влияющих на: а) – определение сечения кабельной линии; б) – определение необходимой мощности ПЭД; в) – номинальной производительности ЭЦН; г) – номинальной мощности трансформатора; д) – номинального тока станции управления.

Разработан алгоритм снижения удельного электропотребления на границе балансовой принадлежности (ГБП) (рис. 8) за счет перераспределения дебита скважин с учетом допустимых пределов регулирования и требуемых показателей по суммарному объему добычи в рамках нефтяного куста или месторождения.



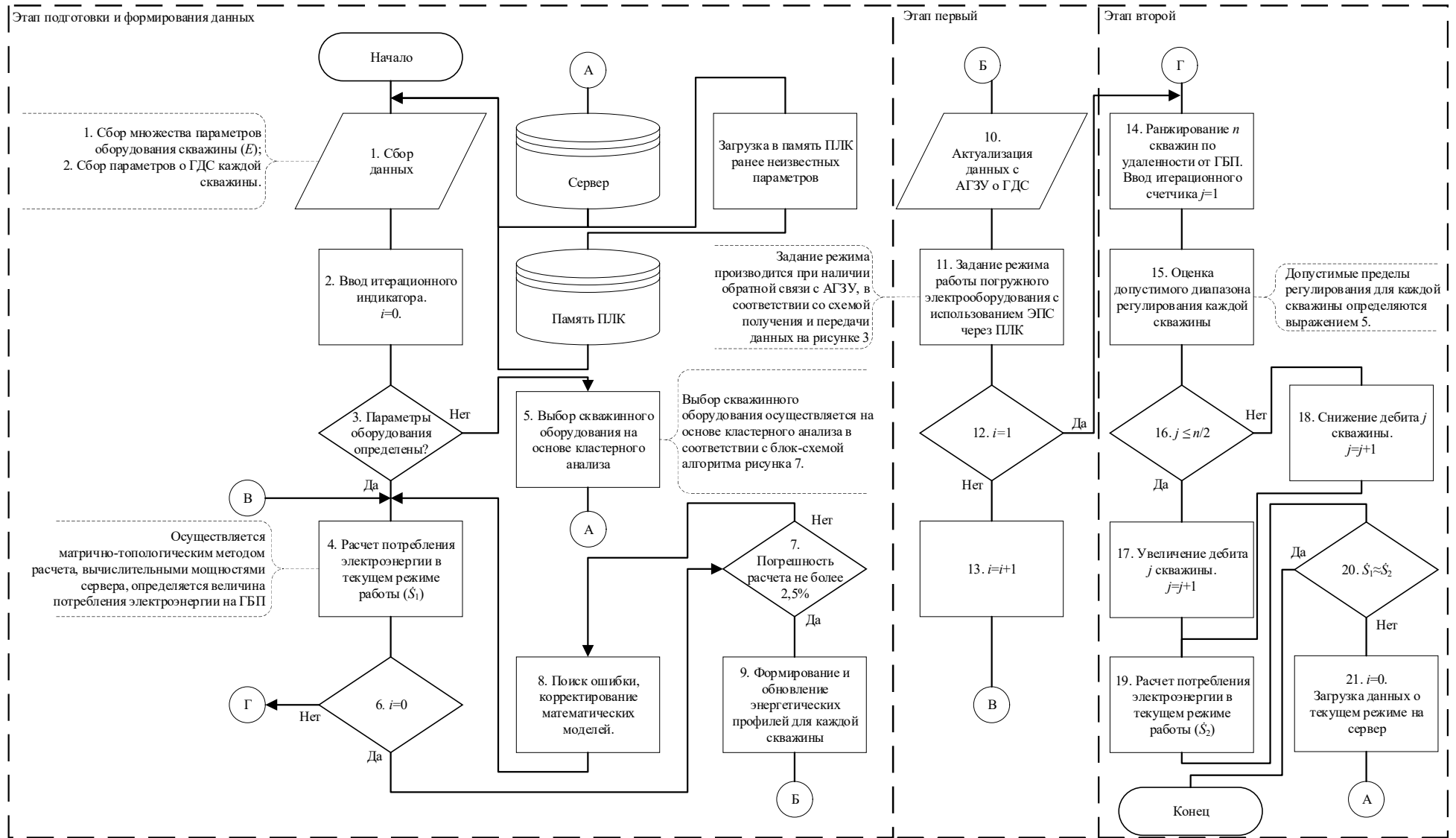


Рисунок 8 – Блок-схема алгоритма снижения удельного электропотребления на ГПП с использованием ЭПС в разработанной структуре системы управления ЭТК НДП

В четвертой главе произведена апробация алгоритма снижения удельного электропотребления на ГБП с использованием ЭПС в разработанной структуре системы управления ЭТК НДП. Оценена возможность применения разработанных решений на месторождениях Пермского края. Апробация проводилась с использованием разработанной цифровой модели, проводился эксперимент на лабораторном стенде системы электроснабжения и полунатурной модели ЭТК НДП.

На лабораторном стенде было доказано, что перераспределение мощностей (дебита), применительно к НДП, дает эффект снижения электропотребления при сохранении требуемых объемов добычи нефти. Лабораторная часть в сопоставлении с системой электроснабжения участка ЭТК НДП представлена на рисунке 9.

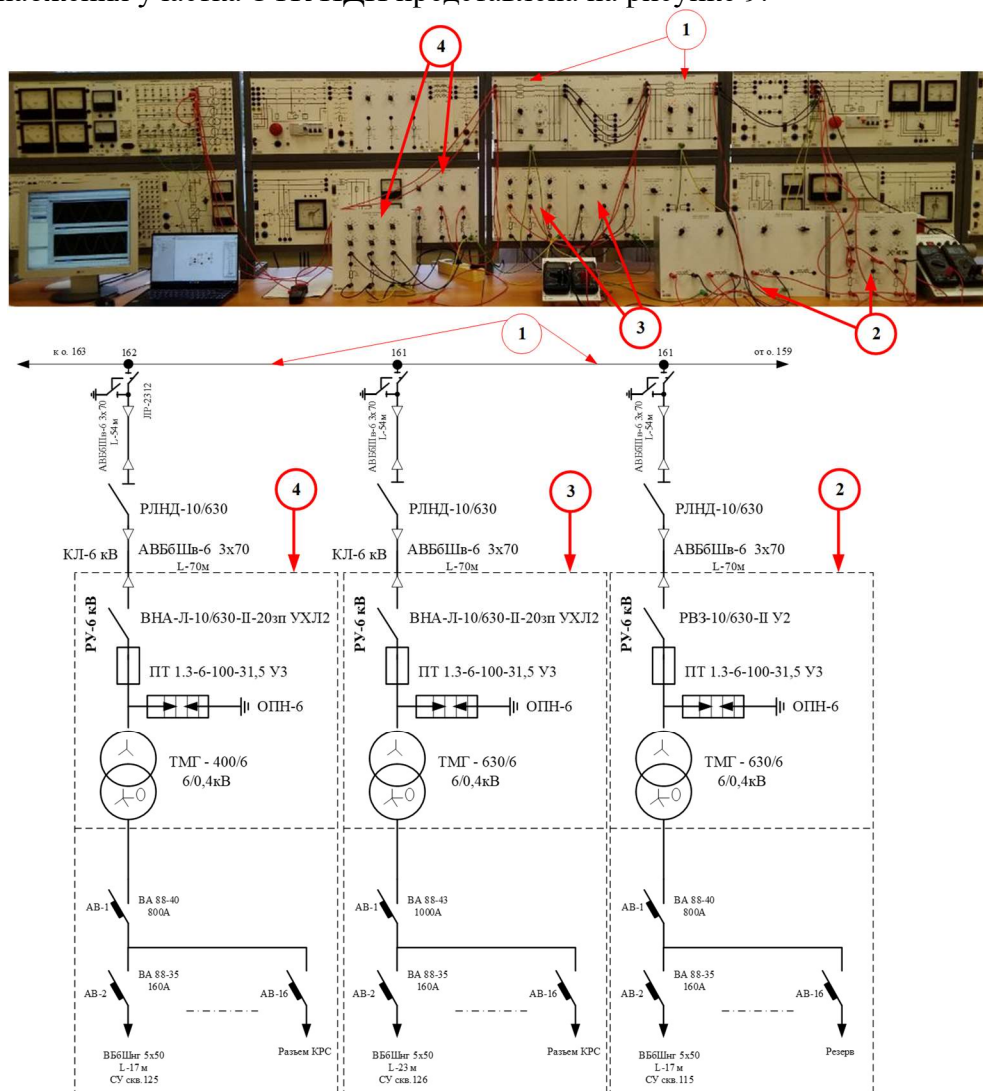


Рисунок 9 – Сопоставление лабораторной модели системы электроснабжения с участком ЭТК НДП

Проведенный эксперимент является релевантным при анализе процессов распределения электроэнергии, так как рассматриваемые системы электроснабжения являются подобными (при условии рассмотрения систем с динамически изменяющимися параметрами потребляемой мощности). Используются следующие коэффициенты подобия:

$$\pi_{\text{Л}} = \frac{Z_{\text{Л}}^{<\text{У1}>}}{Z_{\text{Л}}^{<\text{Л1}>}} = \text{const}; \pi_{\text{Н2}} = \frac{dS^{<\text{У2}>}}{dS^{<\text{Л2}>}}; \pi_{\text{Н3}} = \frac{dS^{<\text{У3}>}}{dS^{<\text{Л3}>}}; \pi_{\text{Н4}} = \frac{dS^{<\text{У4}>}}{dS^{<\text{Л4}>}}, \quad (9)$$

где <У> – принадлежность параметров к элементам участка ЭТК НДП; <Л> – принадлежность параметров к элементам лабораторной модели системы электроснабжения.

Целью полунатурного моделирования участка ЭТК НДП является рассмотрение процессов изменения КПД ЭЦН при изменении дебита с учетом изменения скорости вращения вала погружного электродвигателя (ПЭД) при изменении частоты питающего напряжения. Также при полунатурном моделировании оценивалось потребление электроэнергии погружным электродвигателем. Полунатурная модель в сопоставлении с участком ЭТК НДП представлена на рисунке 10. Следует отметить, что режим работы агрегатов полунатурной модели задается с использованием разработанной структуры системы управления ЭТК НДП (рис. 2), при этом выбор режима работы осуществляется через ЭПС.

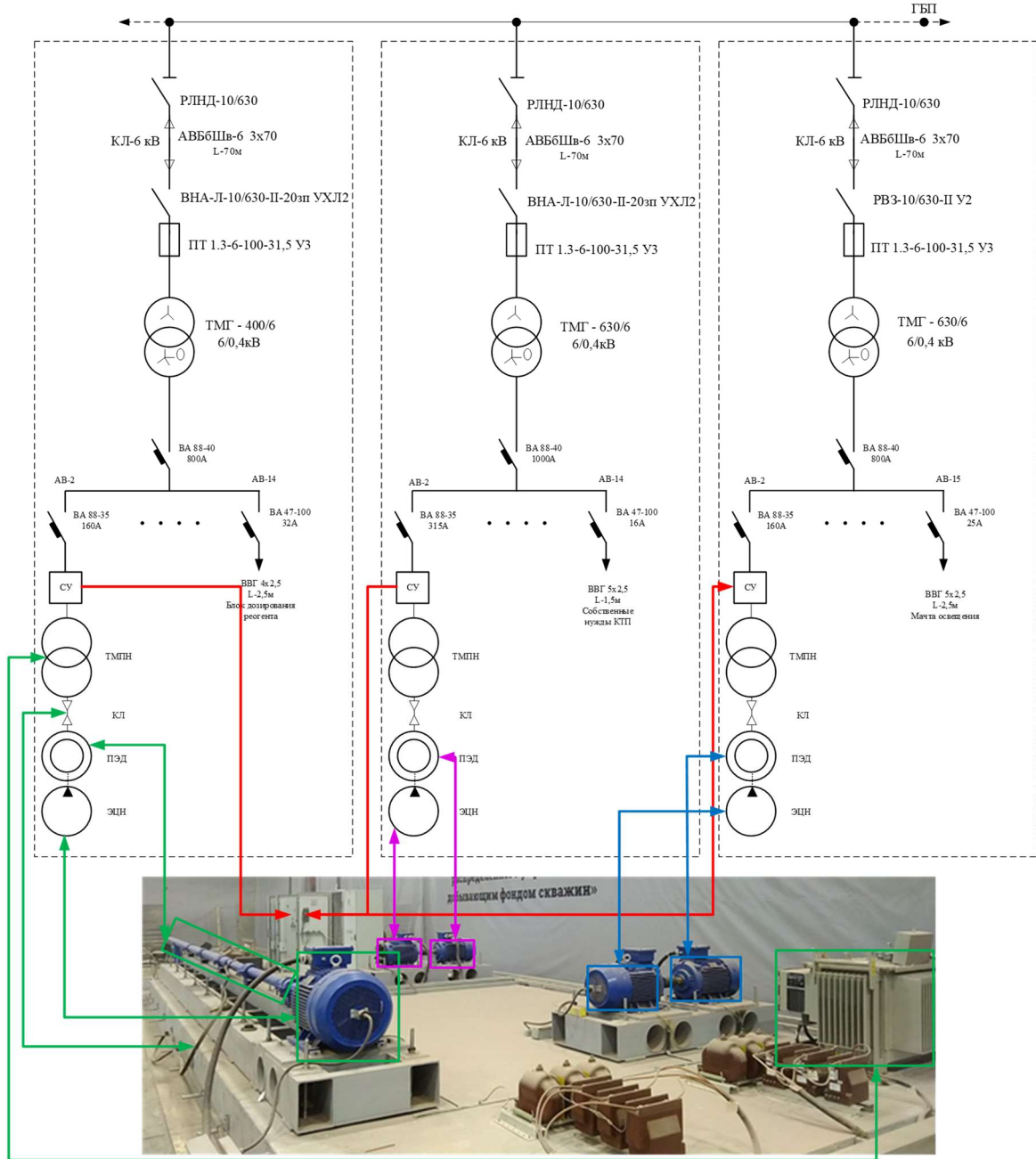


Рисунок 10 – Сопоставление полунатурной модели с участком ЭТК НДП

Для сопоставления полунатурной модели с участком ЭТК НДП, согласно теории подобия, введены следующие π коэффициенты:

$$\frac{Q^{<Y>}}{Q^{<M>} \cdot K_{\pi}^{<M>}} = \pi_Q; \quad \frac{P^{<Y>}}{P^{<M>} \cdot K_{\pi}^{<M>}} = \pi_P; \quad \frac{\eta^{<Y>}}{\eta^{<M>}} = \pi_{\eta}; \quad \frac{K_3^{<Y>}}{K_3^{<M>}} = \pi_3; \quad \pi_3 \neq \pi_{\eta} \neq \pi_P \neq \pi_Q, \quad (10)$$

где $<M>$ – принадлежность параметров к элементам полунатурной модели; $<Y>$ – принадлежность параметров к элементам участка 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_3 – коэффициент загрузки ПЭД.

Результатом проведения эксперимента стало подтверждение снижения потребления электроэнергии при снижении дебита скважины посредством снижения частоты питающего напряжения. При этом КПД ЭЦН остается неизменным. Следовательно, при перераспределении дебита, когда на удаленных от ГБП скважинах дебит минимизируется, а на ближайших пропорционально увеличивается, появляется возможность снизить потребление электроэнергии при сохранении целевого показателя суммарного объема добычи нефти. Перераспределение дебита в графическом виде на примере месторождения им. В. П. Сухарева (Пермский край) представлено на рисунке 11.

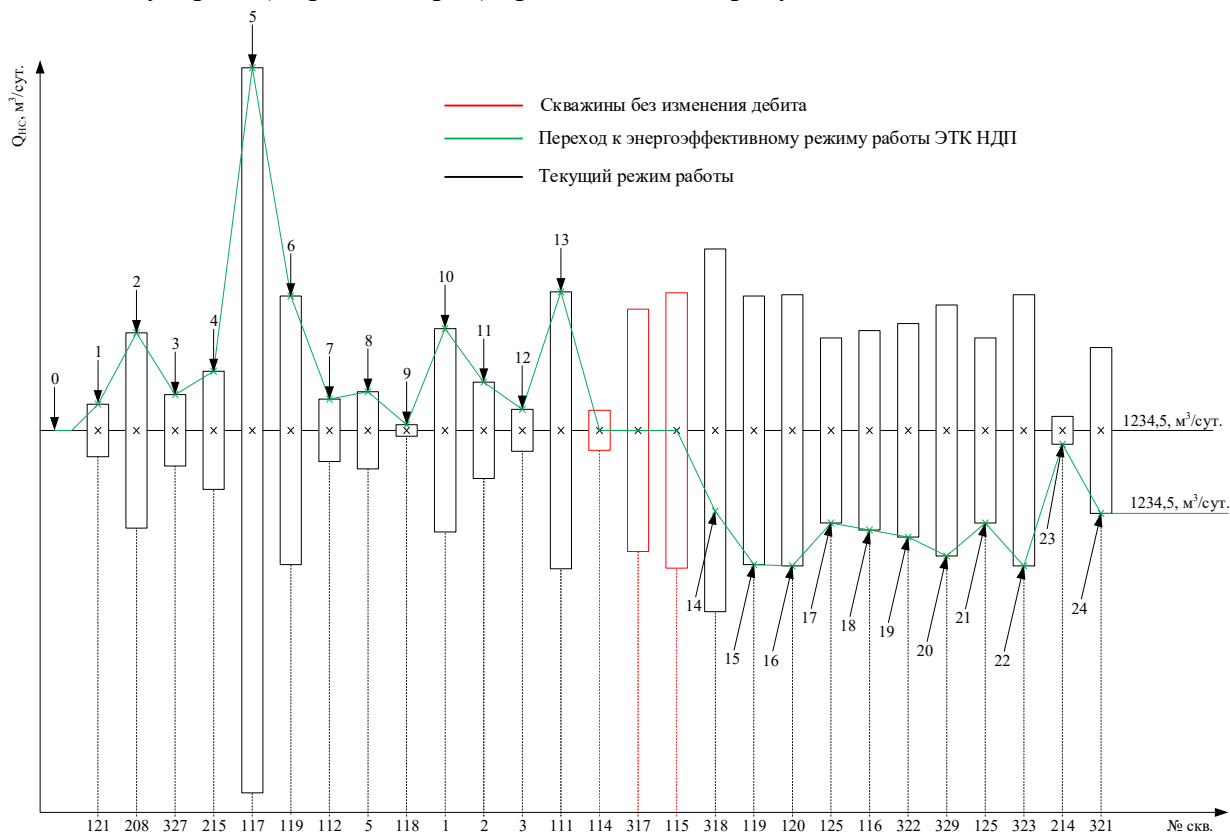


Рисунок 11 – Графическое представление перераспределения дебита на примере скважин месторождения им. В. П. Сухарева

Апробация алгоритма снижения удельного электропотребления на ГБП выполнялась с применением разработанной цифровой модели в среде визуального программирования *LabView*. Разработанная цифровая модель является модульной, где каждый модуль является цифровой моделью отдельного элемента ЭТК НДП. Таким образом была собрана цифровая модель ЭТК НДП месторождения им. В. П. Сухарева. Блок-схема виртуального прибора (ВП) цифровой модели ЭТК НДП месторождения им. В. П. Сухарева представлена на рисунке 12.

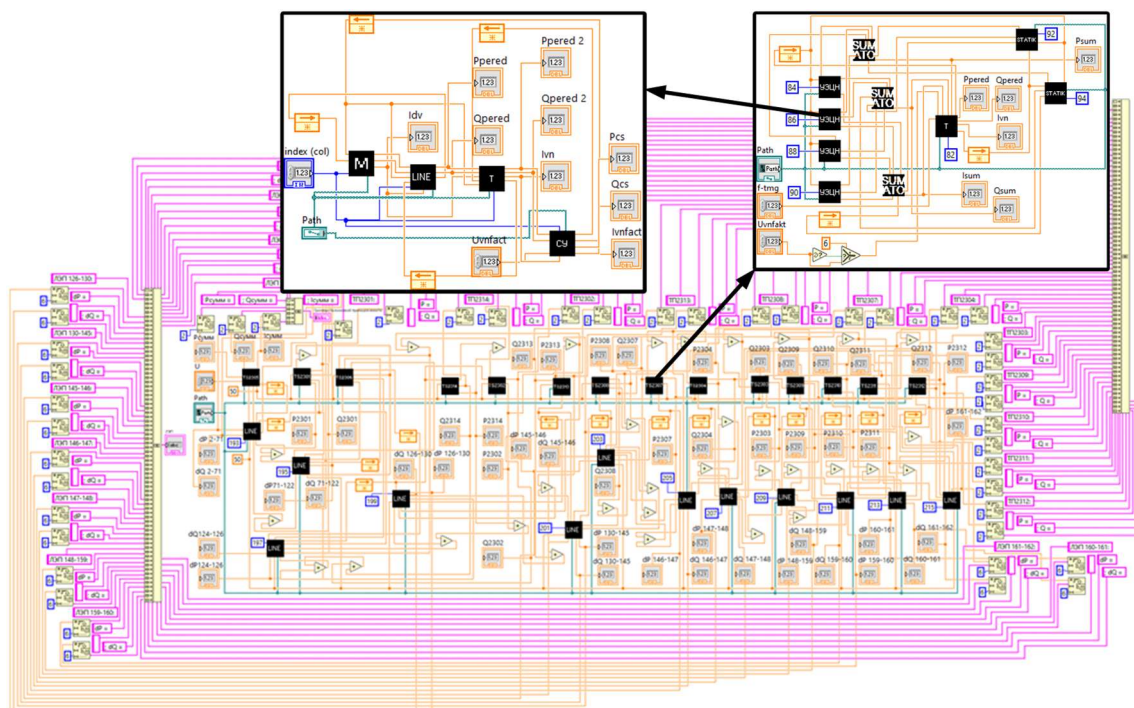


Рисунок 12 – Блок-схема ВП цифровой модели ЭТК НДП месторождения им. В. П. Сухарева

Апробация цифровой модели проводилась в два этапа. Первый этап – верификация модели УЭЦН, второй этап – определение адекватности моделирования процессов потребления и распределения электроэнергии.

При верификации модели УЭЦН результаты моделирования сравнивались со значениями инструментальных замеров электропотребления скважины, которые проводились с помощью анализатора качества электроэнергии *fluke 435* в точке установки на отходящей линии от секции шин трансформаторной подстанции. Относительная погрешность моделирования составила 3,0-4,9% при рассмотрении скважины №117. Данный результат является худшим из всех моделируемых скважин месторождения им. В. П. Сухарева. Результат инструментального замера и моделирования электропотребления для скважины №117 представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Результат инструментального замера и моделирования электропотребления для скважины №117

Параметры ГДС и установленного оборудования		Электропотребление, кВт·ч	
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/м ³	904		
$P_{БУФ}$, МПа	1,22		

Полученные результаты позволяют сделать вывод о пригодности использования разработанной цифровой модели для апробации алгоритма перераспределения дебита скважин с целью снижения удельного электропотребления. Результат апробации алгоритма с применением разработанной цифровой модели представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Результат моделирования всех этапов перераспределения дебита скважин

№ п/п	№ скв.	$\Delta Q_{НС}$, м ³ /сут.	$Q_{НС\text{СУМ}}$, 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
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

Апробация алгоритма снижения удельного электропотребления доказывает его валидность и необходимость учета потерь при передаче и распределении электроэнергии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основным результатом диссертационной работы является решение актуальной научной задачи, заключающейся в разработке научно-методического обоснования централизованного управления группой скважин, позволяющего производить выбор рационального режима работы ЭТК с целью снижения удельного электропотребления нефтяного месторождения. В ходе работы:

1) модернизирована структура системы управления электротехнического комплекса нефтедобывающего предприятия, учитывающая в своем составе параметры установленного электрооборудования скважин и топологию системы электроснабжения с возможностью получения обратной связи о технологическом режиме работы скважинного фонда от автоматизированной групповой замерной установки;

2) разработана методика подбора скважинного оборудования в условиях информационной неопределенности с использованием выделенных кластеров параметров однотипного оборудования, учитывающих технологический режим работы нефтедобывающей скважины;

3) разработан алгоритм обеспечения рационального режима работы скважинного фонда нефтяного месторождения с применением энергетических профилей скважин с учетом процесса потребления и распределения электроэнергии;

4) построена цифровая модель электротехнического комплекса месторождения в среде графического программирования *LabView*, позволяющая анализировать процессы потребления и распределения электроэнергии до границы балансовой принадлежности с учетом изменения технологического режима работы нефтедобывающих скважин.

Основные работы, опубликованные по теме диссертации

1. 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 // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные

технологии, системы управления = Perm National Research Polytechnic University Bulletin. Electrotechnics, Information Technologies, Controlsystems. - 2020. - № 35. - С. 184-201, **БАК**.

2. Matrix-topological Calculation of Consumption and Distribution of Electric Energy in the Electric Power System Using a Filtered Dataset / A. G. Leisle, A. B. Petrochenkov, A. S. Semenov, A. V. Romodin // 2020 IEEE 61st International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON). - 10.1109/RTUCON51174.2020.9316622, **Scopus**

3. Моделирование систем электроснабжения с источниками на основе газотурбинных установок / А. Б. Петроченков, А. В. Ромодин, Д. Ю. Лейзгольд, А. С. Семенов // Электротехника. – 2020. – № 11. – с. 26-33., **БАК**. Modeling Power-Supply Systems with Gas-Turbine Units as Energy Sources / A. B. Petrochenkov, A. V. Romodin, D. Y. Leizgold, A. S. Semenov // Russian Electrical Engineering. - 2020. - Vol. 91, № 11. – P. 673-680, **Scopus**

4. Development of methods for modeling of oil and gas producing enterprises electrotechnical complexes / A. V. Romodin, D. Y. Leyzgold, S. V. Mishurinskikh, N. V. Pavlov, A. S. Semenov // Journal of Physics: Conference Series. – 2021. – Vol. 1886. – Art. 012003. – 7 p, **Scopus**

5. Повышение энергетической эффективности электротехнических комплексов нефтедобывающих предприятий / А. С. Семенов, С. В. Мишуриных, А. Б. Петроченков // Электротехника. – 2023. - №11. – с. 29-37., **БАК**. Improving the energy efficiency of the electrical engineering complex of an oil-production enterprise / Semenov A.S., Mishurinskikh S.V., Petrochenkov A.B. // Russian Electrical Engineering. – 2023. – Vol. 94, № 11. – P. 806-813, **Scopus**

6. Моделирование процессов потребления и распределения электроэнергии в электротехническом комплексе нефтедобывающего предприятия / А.С. Семенов, А.Б. Петроченков, В.И. Южаков, С.Д. Иванов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Электротехника, информационные технологии, системы управления = Perm National Research Polytechnic University Bulletin. Electrotechnics, information technologies, control systems. – 2024. – № 50. – С. 82–103. DOI: 10.15593/2224-9397/2024.2.05, **БАК**

7. 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) / А. С. Семенов, А. Б. Петроченков; заявитель и правообладатель: ФГАОУ ВО ПНИПУ. – №2024662304; заявл. 03.06.2024; опубл. 03.06.2024