На правах рукописи

Богачков Иван Михайлович

ПОДДЕРЖКА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ ПРИ ВЫБОРЕ РАЦИОНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С УЧЕТОМ ЕГО ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА

Специальность 05.13.01 – Системный анализ, управление и обработка информации (технические системы)

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Омск – 2021

Работа выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждения высшего образования «Омский государственный технический университет»

Научный руководитель: **Хамитов Рустам Нуриманович**
доктор технических наук, доцент

Официальные оппоненты: **Манусов Вадим Зиновьевич**
доктор технических наук, профессор, профессор кафедры систем электроснабжения предприятий факультета энергетики федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Новосибирский государственный технический университет» (г. Новосибирск)

Кивчун Олег Романович
кандидат технических наук, доцент института физико-математических наук и информационных технологий федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Балтийский федеральный университет имени Иммануила Канта» (г. Калининград)

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Югорский государственный университет» (г. Ханты-Мансийск)

Защита диссертации состоится «30» июня 2021 года в 16-30 на заседании диссертационного совета Д 212.178.16, созданного на базе Омского государственного технического университета, по адресу: 644050, г. Омск, пр. Мира, 11, Главный корпус, П-202.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Омского государственного технического университета и на сайте www.omgtu.ru.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенные печатью учреждения, просим направлять по адресу: 644050, г. Омск, пр. Мира, 11, диссертационный совет Д 212.178.16. Тел.: (3812) 65-24-79, e-mail: dissov_omgtu@omgtu.ru

Автореферат разослан «____» _____ 2021 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д 212.178.16
канд. техн. наук А.С. Грицай

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Все газовые месторождения проходят четыре периода жизненного цикла: нарастающая добыча, постоянная добыча, падающая добыча и ликвидация месторождения. С первого по третий период происходит снижение во времени объемов добычи газа, среднего пластового давления и забойных давлений скважин. Для сохранения объемов добычи газа на месторождениях вводятся во втором периоде жизненного цикла – дожимная компрессорная станция (ДКС), в третьем периоде – наращивание мощности ДКС и применяются современные технологии с установкой на устье кустов газовых скважин мобильных компрессорных установок (МКУ). Каждый период жизненного цикла промысла имеет свое потребление электрической энергии.

На данный момент разработка проектной документации в части электроснабжения выполняется в основном с учетом электрической нагрузки только первого, и лишь иногда второго, периода и совсем не учитывает электрическую нагрузку третьего периода жизненного цикла газового промысла. Данное положение приводит к реконструкции всей системы электроснабжения и, как следствие, к большим капитальным затратам. Если такие параметры, как источник питания, структура схемы электроснабжения, количество и мощность трансформаторных подстанций, размещение подстанций на территории газового месторождения, выбранные на стадии проектирования без учета третьего периода, можно откорректировать при эксплуатации промысла, то выбор класса напряжения необходимо изначально выполнять с учетом всех периодов жизненного цикла месторождения.

Таким образом, эффективность функционирования газовых месторождений в современных рыночных условиях зависит от выбора рационального напряжения системы электроснабжения на стадии проектирования с учетом перспективного роста электрических нагрузок.

Связь работы с научными программами, планами, темами, грантами. Работа выполнена в рамках политики ПАО «Газпром» в области энергоэффективности и энергосбережения (политика утверждена Постановлением Правления ПАО «Газпром» от 11 октября 2018 г. № 39) и Федерального закона от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Степень разработки темы исследования. Значительный вклад в развитие теории анализа и существующих методов выбора рационального класса напряжения систем электроснабжения внесли работы проф., д.т.н. А.А. Федорова, проф., д.т.н. Н.А. Мельникова, проф., д.т.н. Б.А. Константинова, к.т.н. А.Р. Дехкана и др. Они рассматривали эту задачу для промышленных предприятий с точки зрения выбора рационального напряжения системы электроснабжения путем минимизации приведенных затрат. Однако для выполнения технико-экономических расчетов в настоящее время используют дисконтированные затраты, которые позволяют учитывать капитальные вложения и изменение стоимости электроэнергии по годам.

На сегодняшний день решение задачи по выбору рационального класса напряжения для системы электроснабжения газовых месторождений с учетом всего жизненного цикла слабо представлено в исследованиях других авторов.

Цель работы – обоснование принятия решения при выборе рационального напряжения системы электроснабжения газового месторождения с учетом его жизненного цикла.

Для достижения поставленной цели в работе **был решен ряд следующих задач**.

1. Анализ данных об электропотреблении и о структуре системы электроснабжения при трансформации технологии добычи газа в процессе жизненного цикла и анализ известных методик по выбору рационального класса напряжения.
2. Обоснование факторов, учитывающих специфику системы электроснабжения газовых месторождений, для формирования регрессионной модели выбора класса напряжения.
3. Разработка регрессионной модели рационального класса напряжения питающей сети электроснабжения газовых месторождений.

4. Разработка регрессионной модели рационального класса напряжения распределительной сети электроснабжения газовых месторождений.

5. Разработка методики, алгоритма принятия решения задачи по выбору рационального напряжения системы электроснабжения при комплексном изменении факторов с учетом анализа жизненного цикла газового месторождения.

6. Анализ и обработка данных об электропотреблении и о структуре системы электроснабжения газовых месторождений Западной Сибири на предмет соответствия рациональному классу напряжения.

Объектом исследования являются данные об электропотреблении и о структуре системы электроснабжения газовых месторождений.

Предметом исследования являются факторы, математические модели, методика и алгоритмы выбора рационального класса напряжения системы электроснабжения газового месторождения.

Методы исследования. Методы системного анализа, теория принятия многокритериальных решений, методы планирования эксперимента (полный факторный эксперимент), интерполяционная методика Лагранжа.

Личный вклад автора состоит в анализе существующих методик выбора рационального класса напряжения, выявлении их недостатков; постановке цели, задач исследования и методологии их решения; разработке методики выбора рационального класса напряжения с учетом всего жизненного цикла месторождения, формировании основных научных результатов и положений, изложенных в диссертации. В работах в соавторстве личный вклад соискателя составляет значение не менее 85 %.

Научная новизна:

1. Разработана регрессионная модель $U_{рац} = f(N_{УКПГ}, l, k_{пр}, k_{расп})$ питающей сети системы электроснабжения газового месторождения малой, средней и большой мощности, определяющая величину рационального напряжения и величину суммарных дисконтированных затрат на конкурирующих стандартных напряжениях, отличающаяся тем, что фактор «расчетная электрическая нагрузка» разделен на два фактора – «количество установок комплексной подготовки газа (УКПГ)» и «коэффициент прироста электрической нагрузки» и дополнительно введен фактор «коэффициент распрямления нагрузки по линии электропередачи», позволяющая исследовать питающую сеть со схемой «двойная сквозная магистраль с односторонним питанием».

2. Разработана регрессионная модель $U_{рац} = f(N_{куст}, l, k_{пр}, k_{расп})$ распределительной сети, отличающаяся дополнительным новым фактором «количество кустов газовых скважин», перечнем и диапазоном варьирования факторов, которые выбраны с учетом десятикратного прироста электрической нагрузки с постоянным графиком работы, позволяющая исследовать распределительную сеть со схемой «одна сквозная магистраль с односторонним питанием».

3. Разработана методика принятия решения выбора рационального класса напряжения, отличающаяся минимальной разницей дисконтированных затрат системы электроснабжения между рациональными напряжениями первого и третьего периодов жизненного цикла газового месторождения, позволяющая учесть трансформацию технологии добычи газа на этапе разработки проектной документации.

Новизна технических решений методики подтверждена свидетельствами о государственной регистрации программ для ЭВМ № 2020662391, № 2020619917, № 2018615185.

Обоснование соответствия диссертации паспорту научной специальности 05.13.01 – Системный анализ, управление и обработка информации. Соответствие диссертации области исследования специальности:

– согласно п. 3 «Разработка критериев и моделей описания и оценки эффективности решения задач системного анализа, оптимизации, управления, принятия решений и обработки информации»;

– согласно п. 4 «Разработка методов и алгоритмов решения задач системного анализа, оптимизации, управления, принятия решений и обработки информации».

Практическая ценность работы:

Результаты диссертационной работы могут быть применены в проектных организациях, занимающихся разработкой систем электроснабжения газовых месторождений. Время расчета рационального напряжения не превышает 10 мин (учтено время ввода информации). Использование разработанной методики электросетевыми организациями позволяет существенно сократить затраты на реконструкцию систем электроснабжения и продлить рентабельный период добычи газа.

1. Разработан программный продукт для расчета дисконтированных затрат системы электроснабжения промышленных предприятий «ПРАДИЗ» в среде Excel (свидетельство о регистрации № 2020619917).
2. Разработан программный продукт для расчета потери напряжения в сети 6–35 кВ в среде MathCad (свидетельство о регистрации № 2018615185).
3. Разработан программный продукт для расчета оптимального класса напряжения системы внешнего электроснабжения «ПРОН» в среде C# (свидетельство о регистрации № 2020662391).

Положения и результаты, выносимые на защиту:

1) регрессионная модель питающей сети системы электроснабжения газового месторождения;
2) регрессионная модель распределительной сети системы электроснабжения газового месторождения;
3) методика выбора рационального класса напряжения для системы электроснабжения газового месторождения;
4) результаты исследования систем электроснабжения газовых месторождений Западной Сибири на предмет соответствия рациональному классу напряжения.

Достоверность полученных результатов исследования определяется корректным использованием соответствующего математического аппарата, вычислительных программных комплексов, научным обоснованием принятых допущений, а также сравнением результатов расчетов по полученным моделям с результатами расчетов по эталонным моделям.

Реализация и внедрение результатов работы. Результаты диссертационной работы приняты к внедрению в производственную деятельность ООО «Газпром энерго» (г. Москва) и ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» (г. Тарко-Сале).

Реализация предложенного алгоритма в виде программного комплекса «ПРОН» может использоваться в электросетевых и проектных организациях.

Апробация работы. Результаты по теме диссертации докладывались на следующих конференциях:

1) XIV Международная IEEE научно-техническая конференция «Динамика систем, механизмов и машин» (Омск, 2020 г.);
2) Национальная с международным участием научно-практическая конференция студентов, аспирантов, ученых и специалистов «Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе» (Тюмень, 2020 г.);
3) Всероссийская научно-методическая конференция «Современные технологии, экономика и образование» (Томск, 2020 г.);
4) XIII Международная научно-практическая конференция «Современные проблемы машиностроения» (Томск, 2020 г.);
5) Международная научная конференция «FarEastCon – 2020» «Автоматика и энергетика» (Владивосток, 2020 г.).

Материалы диссертационной работы в полном объеме докладывались и обсуждались на научно-технических семинарах кафедры «Электрическая техника» (Омск, 2020 г.) и кафедры «Информатика и вычислительная техника» Омского государственного технического университета (Омск, 2021 г.).

Публикации. Основное содержание диссертации отражено в 20 научных работах, из них три – в периодических изданиях по перечню ВАК РФ, три статьи индексируются в Scopus, две статьи – в прочих изданиях и пять докладов – на конференциях. Получены три свидетельства о регистрации программы для ЭВМ, три патента на полезные модели и один патент на изобретение (выданы Федеральной службой по интеллектуальной собственности).

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, 4 глав, заключения, списка литературы, включающего 144 наименования, и приложений. Работа изложена на 148 листах машинописного текста (включая список литературы), содержит 32 рисунка, 43 таблицы. Общий объем приложений – 47 страниц машинописного текста.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность диссертационной работы, сформулированы цель и задачи исследований, приняты методы и их решения, сформулированы научная новизна, теоретическая и практическая значимость работы, приведены основные положения, выносимые на защиту.

В первой главе выполнен анализ существующего положения основных газовых месторождений Ямала. Определен перечень основных электроприемников и выполнен расчет электрической нагрузки в каждом периоде жизненного цикла газового месторождения. Установлен главный параметр системы электроснабжения – класс напряжения. Правильный выбор класса напряжения позволит сократить затраты на реконструкцию линии электропередачи (ЛЭП) на завершающей стадии жизненного цикла месторождений и продлить период рентабельной добычи газа.

Анализ существующих способов расчета рационального класса напряжения показал, что они разработаны для систем электроснабжения промышленных предприятий, без учета отраслевой особенности газовых месторождений. У газовых месторождений плотность электрической нагрузки на четыре порядка меньше, а занимаемая площадь на два порядка больше, чем у промышленных предприятий.

Таким образом, основные капиталовложения (CAPEX) в системе электроснабжения газовых месторождений приходятся на электрические сети. Необходимо отметить, что протяженность распределительной сети на газовых месторождениях составляет более 70 % от всех электрических сетей.

Во второй главе поставлена задача исследования, определена номенклатура факторов, оказывающих влияние на функцию отклика рационального класса напряжения для питающей и распределительной сети. Разработаны два фактора: «коэффициент распределения нагрузки» и «коэффициент прироста электрической нагрузки», определен диапазон их варьирования.

<u>Постановка задачи исследования.</u> Проектирование систем электроснабжения связано с применением наилучших решений. Для этого необходимо выполнить большое количество расчетов с учетом ряда ограничений и т. д.

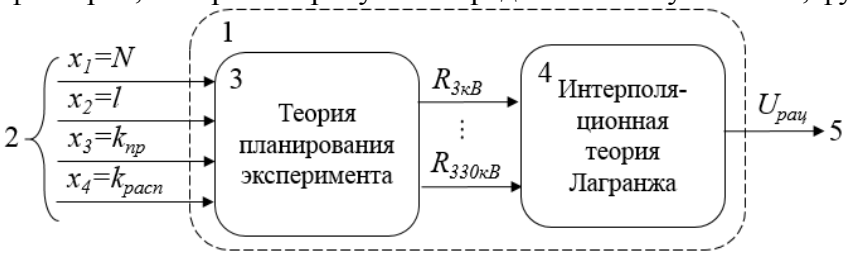
Использование метода планирования эксперимента позволяет упростить поиск наилучшего решения.

Математическая теория планирования эксперимента позволяет найти с помощью спланированных определенным образом опытов коэффициенты полинома (1), оценить их значимость и проверить адекватность представления общей искомой функции найденным полиномом. При этом находится совокупность варьируемых факторов, при которых выбранное уравнение регрессии принимает экстремальное значение:

$$y = \mathrm{f}(\mathrm{x}_1, \mathrm{x}_2, \dots \mathrm{x}_n) = b_0 + \sum_{i=1}^{n} b_i x_i + \sum_{j=1}^{n} \sum_{i=1}^{n} b_{i,j} x_i x_j + \cdots + \ , \qquad (1)$$

где b_0, b_i, $b_{i,j}$ – коэффициенты полинома.

Схема объекта исследования представлена на рисунке 1. Задача исследования формулируется следующим образом: на объект исследования воздействует «*n*» изменяемых контролируемых факторов, которые на рисунке 1 представлены буквой «*x*», функция цели «*R*».



1 – объект исследования (система электроснабжения);
2 – изменяемые контролируемые факторы;
3 – формирование регрессионных моделей $R_{3кВ...330кВ} = f(x_1, x_2, x_3, x_4)$;
4 – поиск рационального класса напряжения с минимальными дисконтированными затратами из $R_{3кВ\ ...\ R330кВ}$;
5 – регрессионная модель $U_{рац} = f(x_1, x_2, x_3, x_4)$ расчета рационального напряжения

Рисунок 1 – Схема объекта исследования

В электроэнергетике экономическую целесообразность выбранного технического решения в рыночной экономике определяют дисконтированные затраты. Дисконтированные затраты включают в себя CAPEX и эксплуатационные затраты (OPEX).

Таким образом, для построения регрессионной модели исследуемого объекта в качестве функции цели выбраны дисконтированные затраты системы электроснабжения газовых месторождений, ориентированные на повышение эффективности функционирования объекта исследования с учетом его отраслевой особенности.

Дисконтированные затраты универсальны, выражаются количественно, эффективны с точки зрения достижения цели, имеют физический смысл, легко рассчитываются и являются при расчетах статистически эффективными.

При построении регрессионных моделей, согласно теории планирования эксперимента, применена схема – полный факторный эксперимент (ПФЭ).

В ПФЭ используются все возможные неповторяющиеся сочетания факторов, каждый из которых варьируется на двух уровнях. Число опытов определяется выражением:

$$N = 2^k, \tag{2}$$

где N – число опытов;
k – число факторов;
2 – число уровней.

Для упрощения вычислений выполнен переход от натуральных значений факторов (то есть размерных) к кодированным факторам – x_i. Пределы значений кодированных факторов: *+1* и *–1*.

Переход выполнен по выражению:

$$x_j = \frac{\tilde{x}_j - \tilde{x}_{j0}}{\Delta x_j}\ , \tag{3}$$

где x_j – кодированное значение фактора;
$\tilde{x}$ – натуральное значение факторов;
$\tilde{x}_{j0}$ – натуральное значение основного уровня;
Δx_j – интервал варьирования;
j – номер фактора.

В каждом из спланированных опытов находится рациональное напряжение, соответствующее минимальным дисконтированным затратам для заданных конкретных условий проведения эксперимента. Метод определения рационального класса напряжения для систем электроснабжения газовых месторождений с использованием теории планирования эксперимента состоит в получении регрессионных моделей, связывающих значение класса напряжения с факторами, оказывающими наибольшее влияние на напряжение.

Таким образом, для нахождения рационального напряжения предложена методика, основанная на том, что используются результаты определения дисконтированных затрат при стандартных напряжениях, с одной стороны, и математическая интерполяционная теория Лагранжа – с другой.

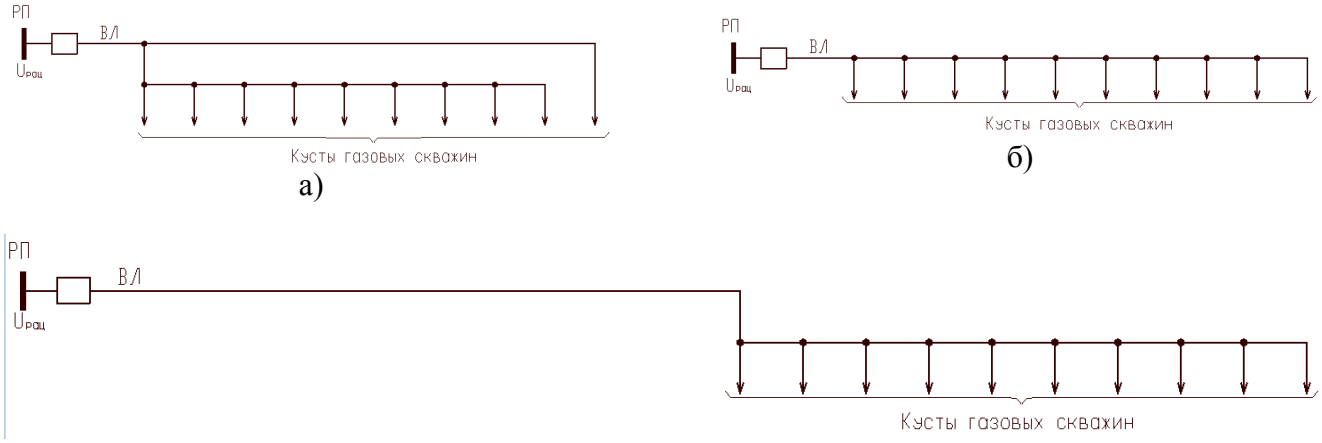
Сочетание планирования эксперимента с интерполяционными методами позволило значительно упростить вычислительный алгоритм нахождения рациональных напряжений. При построении регрессионных моделей расчеты интерполяционным методом проведены по схеме, реализующей минимальное количество математических опытов, предписываемое теорией эксперимента. Полученное в результате статистической обработки простое математическое описание в виде соответствующего полинома используется для определения рациональных напряжений системы электроснабжения для любых значений влияющих факторов, входящих в исследуемую область.

Определение номенклатуры факторов. По статистическим данным анализа систем электроснабжения действующих газовых месторождений Ямала определен перечень факторов, оказывающих влияние на функцию отклика рационального класса напряжения, состоящий из известных и разработанных факторов (таблица 1).

Таблица 1 – Основные уровни и интервалы варьирования факторов

Фактор	Наименование фактора	x_{i0}	Δx	x_{i+}	x_{i-}
Газовое месторождение большой электрической мощности (более 75 МВт)					
x_1	Количество УКПГ $N_{УКПГ}$, шт.	10,5	4,5	15	6
x_2	Расстояние от источника питания до потребителя L, км	105	45	150	60
x_3	Коэффициент прироста электрической нагрузки $k_{пр}$, о.е.	3	2	5	1
x_4	Коэффициент распределения нагрузки по ВЛ $k_{расп}$, о.е.	0,775	0,225	1	0,55
Газовое месторождение средней электрической мощности (от 7 до 75 МВт)					
x_1	Количество УКПГ $N_{УКПГ}$, шт.	3,5	1,5	5	2
x_2	Расстояние от источника питания до потребителя L, км	45	30	75	15
x_3	Коэффициент прироста электрической нагрузки $k_{пр}$, о.е.	3	2	5	1
x_4	Коэффициент распределения нагрузки по ВЛ $k_{расп}$, о.е.	0,775	0,225	1	0,55
Газовое месторождение малой электрической мощности (до 7 МВт)					
x_1	Мощность УКПГ P, МВт	4,5	2,5	7	2
x_2	Расстояние от источника питания до потребителя L, км	11,5	8,5	20	3
x_3	Коэффициент прироста электрической нагрузки $k_{пр}$, о.е.	2,5	1,5	5	1
Распределительная сеть – «магистральная схема с одной сквозной магистралью»					
x_1	Количество газовых кустов $N_{куст}$, шт.	9	7	16	2
x_2	Расстояние от источника питания до потребителя L, км	10,25	9,75	20	0,5
x_3	Коэффициент прироста электрической нагрузки в период падающей добычи $k_{пр}$, о.е.	5,5	4,5	10	1
x_4	Коэффициент распределения нагрузки по ВЛ $k_{расп}$, о.е.	0,7	0,15	1	0,55

Фактор «коэффициент распределения нагрузки». Значение фактора определено отношением суммарных моментов нагрузок с различными вариантами распределения нагрузки относительно суммарных моментов с подключением нагрузки в конце линии электропередачи. Схемы распределительной сети с вариантами распределения нагрузки по линии электропередачи представлены на рисунке 2.



а) кусты газовых скважин сосредоточены в начале ВЛ;
б) кусты газовых скважин равномерно распределены по ВЛ;
в) кусты газовых скважин подключены все в конце ВЛ

Рисунок 2 – Схемы распределительной сети

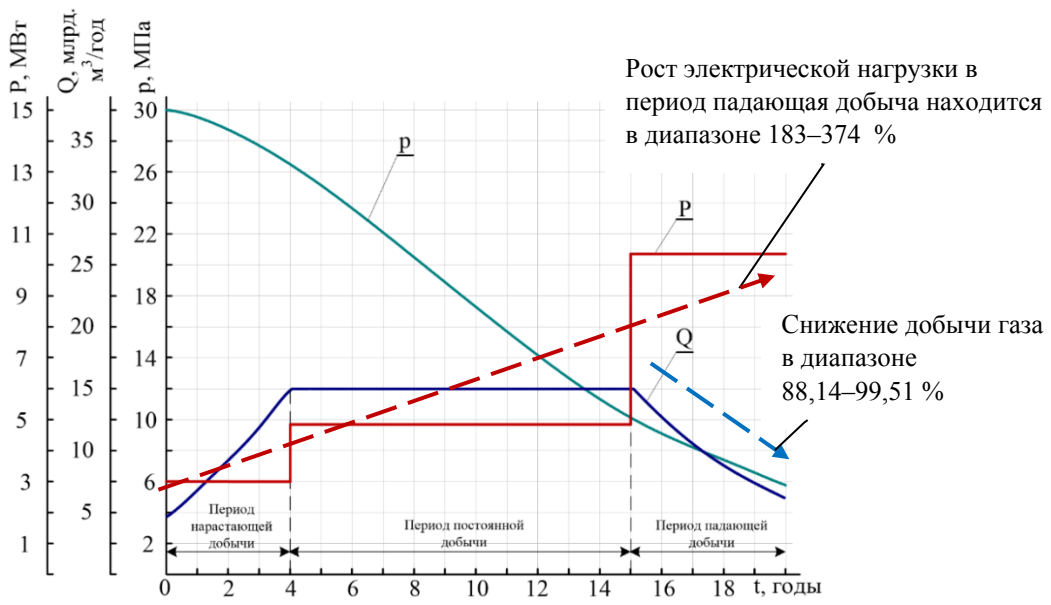
При равномерном распределении нагрузки разработанный фактор составляет $k_{расп}$ = 0,55 о.е., при размещении всей нагрузки в конце линии $k_{расп}$ = 1 о.е., при размещении нагрузки в начале линии $k_{расп}$ = 0,19 о.е.

Фактор «коэффициент прироста электрической нагрузки». Значение фактора получено путем отношения электрической нагрузки во втором и в третьем периодах жизненного цикла месторождения относительно первого. Результаты расчета представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Расчетная электрическая нагрузка в каждом периоде и фактор «коэффициент прироста нагрузки» в питающей сети

Наименование месторождения	Расчетная электрическая нагрузка в период жизненного цикла месторождения, МВт			Коэффициент прироста нагрузки питающей сети относительно первого периода, о.е.	
	Первый период	Второй период	Третий период	Во втором периоде	В третьем периоде
Медвежье	2,84	5,48	5,48	1,93	–
Уренгойское	8,77	11,42	11,42	1,30	–
Ямбургское	13,18	18,05	49,25	1,37	3,74
Вынгапуровское	1,50	2,43	5,34	1,63	3,57
Комсомольское*	1,19	3,13	3,13	2,63	–
Западно-Таркосалинское	1,44	2,06	2,64	1,42	1,83
Губкинское	1,59	2,75	2,75	1,72	–
Юбилейное	2,45	4,24	5,68	1,73	2,31
Ямсовейское	2,56	4,47	4,47	1,75	–
Южно-Русское	3,22	4,23	4,99	1,31	1,55
Вынгояхинское + Еты-Пуровское	2,34	3,11	3,11	1,33	–
* – Предполагается ввод МКУ Комсомольское – 21 ед., в расчете не учтено.					

На рисунке 3 показан рост электрической нагрузки при снижении годовой добычи газа и пластового давления в процессе жизненного цикла газового месторождения.



Q – годовая добыча газа; p – пластовое давление;
P – среднегодовая расчетная электрическая мощность нагрузки.

Рисунок 3 – Показатели разработки месторождения с расчетной электрической мощностью

В работе определен удельный вес энергозатрат в себестоимости добычи газа в каждом периоде жизненного цикла газовых месторождений путем обработки данных с действующих месторождений.

В таблице 3 показан удельный расход электроэнергии на выработку единицы добычи газа.

Таблица 3 – Удельный расход электроэнергии на выработку единицы производимой продукции

№ п/п	Наименование газового месторождения	Удельный расход электроэнергии на выработку единицы производимой продукции, кВ·ч / тыс. м³		
		Нарастающая добыча	Постоянная добыча	Падающая добыча
1	Медвежье	0,52	0,83	11,33
2	Уренгойское	2,13	3,19	43,46
3	Ямбургское	0,78	0,98	815,50
4	Вынгапуровское	0,77	1,14	120,15
5	Комсомольское	0,35	0,84	50,95
6	Западно-Таркосалинское	0,74	1,10	201,96
7	Губкинское	0,86	1,40	110,72
8	Ямсовейское	1,12	1,56	140,17
9	Юбилейное	1,23	2,00	73,86
10	Южно-Русское	1,49	1,51	17,84
11	Вынгояхинское	1,47	5,53	264,35
12	Еты-Пуровское			
	– газовые месторождения с МКУ.			

В третьей главе построены регрессионные модели питающей и распределительной сетей газовых месторождений, разработана методика, алгоритм и программа для ЭВМ «ПРОН» выбора рационального класса напряжения.

Регрессионная модель питающей сети. Электроснабжение газового месторождения выполняется по первой категории надежности, наиболее распространенная схема питающей

линии – «магистральная схема с двойными сквозными магистралями с односторонним питанием». При построении регрессионных моделей принята расчетная электрическая мощность одной УКПГ – 3 МВт.

Схемы электроснабжения газового месторождения представлена на рисунке 4.

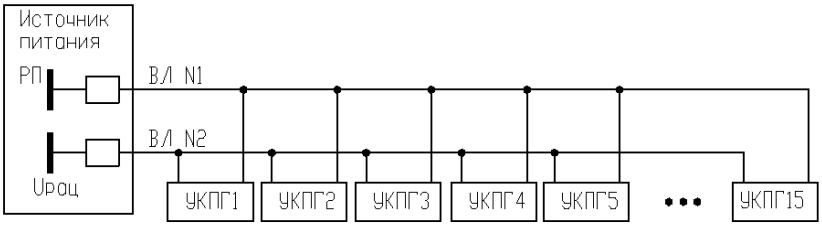


Рисунок 4 – Двойная сквозная магистраль с односторонним питанием.
Газовое месторождение мощностью более 75 МВт

По электрической мощности газовые месторождения разделяются на малые (одно УКПГ мощностью до 7 МВт), средние (до десяти УКПГ общей мощностью от 7 до 75 МВт) и большие (более десяти УКПГ общей мощностью свыше 75 МВт).

В работе отдельно разработаны регрессионные модели каждого типа месторождений.

Для примера показан процесс формирования регрессионной модели питающей сети большой мощности (более десяти УКПГ общей мощностью свыше 75 МВт).

В таблице 4 приведено изменение факторов для питающей сети системы электроснабжения газовых месторождений большой электрической мощности (более 75 МВт), эта таблица содержит шестнадцать их сочетаний, полученных при планировании ПФЭ типа 2^4, и расчетные значения дисконтированных затрат при различных классах напряжения – 20, 35, 110, 220, 330 кВ.

Таблица 4 – Изменение факторов при ПФЭ 2^4 и дисконтированные затраты при комплексном изменении факторов

№ опыта, *N*	Количество УКПГ	*L*, км	$k_{пр}$, о.е.	$k_{расп}$, о.е.	Дисконтированные затраты R_{ui}, млн руб.				
					Класс напряжения				
	x_1	x_2	x_3	x_4	20 кВ	35 кВ	110 кВ	220 кВ	330 кВ
1	15	60	1	0,55	23 111	10 969	13 056,8	20 683,4	34 530,6
2	6	150	1	0,55	31 906,3	14 497,9	10 295,8	18 441,8	31 448,6
3	6	60	5	0,55	12 827,5	8 903,3	16 794,7	12 405,2	20 689,9
4	6	60	1	1	10 906,4	4 876,2	6 146,3	10 436,1	17 636,7
5	6	60	1	0,55	5 564	3 151,5	6 119,9	10 429,5	17 633,8
6	15	150	5	1	752 538,4	328 837,9	72 739,4	51 417,2	83 467,5
7	15	60	1	0,55	99 068,1	47 798,6	17 619,8	28 792,3	48 387,9
8	15	150	5	0,55	81 974,3	39 785,6	22 719,1	27 772,5	44 133,7
9	15	150	1	1	31 403,8	14 628,5	13 294,5	26 089	43 385,5
10	6	60	5	0,55	105 136,3	52 375,2	13 497,9	21 092,8	35 217
11	6	60	1	1	52 232,7	23 290	10 361,8	18 458,3	31 455,9
12	6	150	5	1	43 264,4	20 396,8	8 742,7	12 570,2	20 764,6
13	15	60	5	0,55	487 949,1	205 517,9	51 606,4	38 496,1	59 235,2
14	15	60	1	1	173 539,4	74 200	24 433,5	28 941,2	48 454,5
15	15	150	5	1	142 893,3	61 193,3	26 235,3	29 257,9	44 875,6
16	6	60	5	1	273 298,4	112 466,1	26 384,5	21 120,6	34 817,2
17 *	10	105	3	0,775	76 575,1	36 394,1	16 214,0	23 859,2	39 248,0

* – для оценки значимости коэффициентов уравнения проводится дополнительный опыт в центре рассматриваемого плана;

– наименьшее значение дисконтированных затрат.

Выбор рационального класса напряжения в каждой точке принятого плана выполнен по минимуму дисконтированных затрат. Расчет дисконтированных затрат схем электроснабжения при разных классах напряжения выполнен автором путем анализа и обработки информации на базе разработанного программного обеспечения – «ПРАДИЗ».

Выбор рационального напряжения при формировании общей модели осуществлен методом Лагранжа по трем точкам. Для этого выполнен анализ полученных результатов расчета дисконтированных затрат пяти классов напряжений (20, 35, 110, 220, 330 кВ) в каждом опыте (таблица 4), который позволил выбрать три значения дисконтированных затрат: R_2 – наименьшее значение дисконтированных затрат и два ближайших значения: верхнее и нижнее – R_1 и R_3. Выбор трех точек значений дисконтированных затрат и соответствующий им класс напряжения для каждого опыта представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Дисконтированные затраты и соответствующий им класс напряжения

№ опыта	Класс напряжения, кВ			Дисконтированные затраты, млн руб.		
	U_1	U_2	U_3	R_1	R_2	R_3
1	20	35	110	23 111,00	10 969,00	13 056,80
2	35	110	220	14 497,90	10 295,80	18 441,80
3	20	35	110	12 827,50	8 903,30	16 794,70
4	20	35	110	10 906,40	4 876,20	6 146,30
5	20	35	110	5 564,00	3 151,50	6 119,90
6	110	220	330	72 739,40	51 417,20	83 467,50
7	35	110	220	47 798,60	17 619,80	28 792,30
8	35	110	220	39 785,60	22 719,10	27 772,50
9	35	110	220	14 628,50	13 294,50	26 089,00
10	35	110	220	52 375,20	13 497,90	21 092,80
11	35	110	220	23 290,00	10 361,80	18 458,30
12	35	110	220	20 396,80	8 742,70	12 570,20
13	110	220	330	51 606,40	38 496,10	59 235,20
14	35	110	220	74 200,00	24 433,50	28 941,20
15	35	110	220	61 193,30	26 235,30	29 257,90
16	110	220	330	26 384,50	21 120,60	34 817,20
17	35	110	220	36 394,1	16 214,0	23 859,2

Расчет рационального напряжения по трем точкам, которые заданы координатами U_1, R_1; U_2, R_2; U_3, R_3, определяется аналитическим выражением:

$$F(U) = F_1(U)R_1 + F_2(U)R_2 + F_3(U)R_3 \quad . \tag{4}$$

Аналитическое выражение (4) устанавливает системную связь между стандартным напряжением и дисконтированными затратами.

Выражение для определения рационального напряжения по трем точкам имеет вид:

$$U_{\text{рац}} = \frac{\frac{R_1}{A}(U_2+U_3)+\frac{R_2}{B}(U_1+U_3)+\frac{R_3}{C}(U_1+U_2)}{2\left(\frac{R_1}{A}+\frac{R_2}{B}+\frac{R_3}{C}\right)}, \tag{5}$$

где

$$A = (U_1 - U_3)(U_1 - U_2)\,, \tag{6}$$
$$B = (U_2 - U_1)(U_2 - U_3)\,, \tag{7}$$
$$C = (U_3 - U_1)(U_3 - U_2)\,. \tag{8}$$

В качестве примера приведен расчет рационального напряжения для первого опыта (таблица 5). Наименьшее значение дисконтированных затрат для опыта – $R_2 = 10\,969{,}00$ млн руб. при классе напряжении $U_2 = 35$ *кВ*. Выбираем два ближайших значения дисконтированных затрат относительно R_2 (верхнее $R_3 = 13\,056{,}80$ млн руб.; нижнее $R_1 = 23\,111{,}00$ млн руб.) и соответствующие им напряжения (верхнее $U_3 = 110$ кВ; нижнее $U_1 = 20$ кВ).

Коэффициенты *A, B, C* записываются следующим образом:

$$A = (20 - 110)(20 - 35) = 1\,350,$$
$$B = (35 - 20)(35 - 110) = -1\,125,$$
$$C = (110 - 20)(110 - 35) = 6\,750.$$

Тогда рациональное напряжение для первого опыта равно:

$$U_{\text{рац}} = \frac{\frac{23\,111}{1\,350}(35+110)+\frac{10\,969}{-1\,125}(20+110)+\frac{13\,056{,}80}{6\,750}(20+35)}{2\left(\frac{23\,111}{1\,350}+\frac{10\,969}{-1\,125}+\frac{13\,056{,}80}{6\,750}\right)} = 71{,}00 \text{ кВ}. \quad (9)$$

Значения нестандартных рациональных напряжений были рассчитаны для всех опытов и приведены в таблице 6.

Общий вид искомой модели определяется следующим выражением:

$$U_{\text{рац}} = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + b_4x_4 + b_{12}x_1x_2 + b_{13}x_1x_3 + b_{23}x_2x_3 + b_{14}x_1x_4 + b_{24}x_2x_4 + b_{34}x_3x_4 + b_{123}x_1x_2x_3 + b_{124}x_1x_2x_4 + b_{134}x_1x_3x_4 + b_{234}x_2x_3x_4 + b_{1234}x_1x_2x_3x_4 \quad , (10)$$

где b_0, b_1, b_2, b_3 – коэффициенты полинома;
x_1, x_2, x_3, x_4 – факторы.

Эксперимент для питающей сети системы электроснабжения газовых месторождений большой электрической мощности (более 75 МВт) реализуется из $N = 2^4 = 16$ расчетов, в каждом из которых задается плановое сочетание факторов x_1, x_2, x_3, x_4 и определяется $U_{рац}$.

Условия расчета записываются в виде матрицы планирования эксперимента (таблица 6), где столбцы $x_1 \ldots x_1 \cdot x_2 \cdot x_3 \cdot x_4$ соответствуют кодированным значениям факторов.

Таблица 6 – Матрица планирования ПФЭ 2^4

№ опыта	x_0	x_1	x_2	x_3	x_4	x_1x_2	x_1x_3	x_2x_3	x_1x_4	x_2x_4	x_3x_4	$x_1x_2x_3$	$x_1x_2x_4$	$x_1x_3x_4$	$x_2x_3x_4$	$x_1x_2x_3x_4$	$U_{рац}$, кВ	$\hat{U}_{рац}$, кВ	$(U_{рац} - \hat{U}_{рац})^2$, кВ^2
1	1	1	-1	-1	-1	-1	-1	1	-1	1	1	1	1	1	-1	-1	71,00	76,39	29,00
2	1	-1	1	-1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	1	1	-1	1	-1	112,34	109,95	5,72
3	1	-1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	1	-1	1	1	-1	59,59	100,29	1655,9
4	1	-1	-1	-1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	70,68	70,69	0,00
5	1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	63,61	45,60	324,50
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	208,94	220,51	133,84
7	1	1	1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	1	146,36	140,74	31,55
8	1	1	-1	1	-1	-1	1	-1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	1	149,46	131,08	338,07
9	1	1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	-1	-1	1	1	84,77	101,48	279,15
10	1	-1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	-1	-1	1	1	-1	1	154,13	164,64	110,43
11	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	137,32	135,04	5,22
12	1	-1	-1	1	1	1	-1	-1	-1	-1	1	1	1	-1	-1	1	148,08	125,37	515,45
13	1	1	1	1	-1	1	1	1	-1	-1	-1	1	-1	-1	-1	-1	207,60	195,43	148,31
14	1	1	1	-1	1	1	-1	-1	1	1	-1	-1	1	-1	-1	-1	159,62	165,83	38,53
15	1	1	-1	1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	-1	1	-1	-1	159,85	156,16	13,60
16	1	-1	1	1	1	-1	-1	1	-1	1	1	-1	-1	-1	1	-1	195,54	189,72	33,81
U_{bi}	133,1	15,40	32,18	27,34	12,54	0,005	5,67	-1,02	-7,70	-2,42	5,16	-4,35	1,23	-7,07	-4,60	3,53	-	-	-
17	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	146,01	-	-

Полученные для питающей сети газового месторождения большой, средней и малой мощности регрессионные модели расчета дисконтированных затрат стандартного напряжения и выбора рационального нестандартного напряжения приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Регрессионные модели рационального нестандартного напряжения системы электроснабжения газового месторождения

Параметр	Формула
Питающая сеть – «магистральная схема с двойной сквозной магистралью»	
Газовое месторождение большой мощности (более 75 МВт)	
Рациональное нестандартное напряжение, кВ	$U_{\text{рац}} = 133 + 15{,}4x_1 + 32{,}2x_2 + 27{,}3x_3 + 12{,}5x_4 + 0{,}0047x_1x_2 + 5{,}67x_1x_3 - 1x_2x_3 - 7{,}7x_1x_4 - 2{,}4x_2x_4 + 5{,}16x_3x_4 - 4{,}35x_1x_2x_3 + 1{,}23x_1x_2x_4 - 7x_1x_3x_4 - 4{,}6x_2x_3x_4 + 3{,}52x_1x_2x_3x_4$
Газовое месторождение средней мощности (от 7 до 75 МВт)	
Рациональное нестандартное напряжение, кВ	$U_{\text{рац}} = 76 + 18x_1 + 16{,}9x_2 + 16{,}7x_3 + 2{,}19x_4 + 3{,}9x_1x_2 + 9{,}3x_1x_3 + 2{,}2x_2x_3 + 12x_1x_4 - 11x_2x_4 - 3{,}5x_3x_4 + 5{,}4x_1x_2x_3 + 4{,}5x_1x_2x_4 + 7{,}37x_1x_2x_4 - 11x_2x_3x_4 + 3{,}8x_1x_2x_3x_4$
Газовое месторождение малой мощности (до 7 МВт)	
Рациональное нестандартное напряжение, кВ	$U_{\text{рац}} = 33{,}8 + 4{,}87x_1 + 15{,}6x_2 + 14{,}8x_3 + 2{,}22x_1x_2 + 2{,}35x_1x_3 + 11{,}07x_2x_3 + 0{,}94x_1x_2x_3$
Распределительная сеть – «магистральная схема с одной сквозной магистралью»	
Рациональное нестандартное напряжение, кВ	$U_{\text{рац}} = 19{,}64 + 6{,}61x_1 + 8{,}23x_2 + 2{,}9x_3 - 0{,}62x_4 + 5{,}67x_1x_2 + 2{,}49x_1x_3 + 3{,}09x_2x_3 - 0{,}49x_1x_4 - 1{,}08x_2x_4 + 2{,}32x_3x_4 + 2{,}96x_1x_2x_3 - 0{,}61x_1x_2x_4 + 2{,}54x_1x_3x_4 + 2{,}23x_2x_3x_4 + 2{,}64x_1x_2x_3x_4$

<u>Регрессионная модель распределительной сети.</u> Электроснабжение кустов газовых скважин выполняется по третьей категории надежности. На рисунке 5 показана схема электроснабжения кустов газовых скважин – «магистральная схема с одной сквозной магистралью с односторонним питанием».

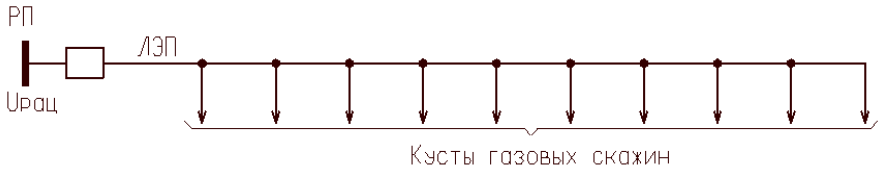


Рисунок 5 – Схема электроснабжения кустов газовых скважин

Распределительная сеть отличается от питающей сети третьей категорией надежности и ярко выраженным смещением электрической нагрузки в период падающей добычи. Исходя из этих особенностей сформирована регрессионная модель распределительной сети. При построении регрессионных моделей принята расчетная электрическая мощность одного куста: в первый (второй) период жизни – 0,1 МВт, в третий – 1 МВт.

Разработанная регрессионная модель рационального нестандартного напряжения распределительной сети представлена выражением:

$$U_{\text{рац}} = 19{,}64 + 6{,}61x_1 + 8{,}23x_2 + 2{,}89x_3 + 5{,}67x_1x_2 + 2{,}49x_1x_3 + 3{,}09x_2x_3 - 1{,}08x_2x_4 + 2{,}32x_3x_4 + 2{,}96x_1x_2x_3 + 2{,}54x_1x_3x_4 + 2{,}23x_2x_3x_4 + 2{,}64x_1x_2x_3x_4\,. \quad (11)$$

Для оценки значимости коэффициентов регрессионных моделей требуется найти среднеквадратичную ошибку опыта $S_{\{y\}}$.

С этой целью дополнительно к ПФЭ типа 2^4 реализуется дополнительный опыт $N+1$ (для питающей сети системы электроснабжения газовых месторождений большой мощности – это семнадцатый опыт), который проводится в центре рассматриваемого плана.

Найденная величина $U_{рац}^{(N+1)}$ сравнивается со свободным членом b_0, представляющим напряжение в центре плана $U_{рац}^{(0)}$, определенное с помощью полученных регрессионных моделей (таблица 6).

Определив среднеквадратичную ошибку опыта, проверяем значимость коэффициентов регрессионных моделей (таблица 7) с помощью t-критерия Стьюдента:

$$\Delta b_i = \pm \frac{t \cdot S_{\{y\}}}{\sqrt{N}} \ , \tag{12}$$

где t – табличное значение критерия Стьюдента, определяемого в зависимости от числа степеней свободы f_1.

Известно, что коэффициент значим, если его абсолютная величина больше доверительного интервала Δb_i. В соответствии с этим регрессионные модели из таблицы 7 записаны следующим образом в таблицу 8.

Таблица 8 – Регрессионные модели рационального нестандартного напряжения со значимыми коэффициентами

Параметр	Формула
Питающая сеть – «магистральная схема с двойной сквозной магистралью»	
Газовое месторождение большой мощности (более 75 МВт)	
Рациональное нестандартное напряжение, кВ	$U_{\text{рац}} = 133 + 15{,}4x_1 + 32{,}2x_2 + 27{,}3x_3 + 12{,}5x_4 - 7{,}7x_{14}$
Газовое месторождение средней мощности (от 7 до 75 МВт)	
Рациональное нестандартное напряжение, кВ	$U_{\text{рац}} = 76 + 18x_1 + 16{,}9x_2 + 16{,}7x_3 + 3{,}9x_1x_2 + 9{,}3x_1x_3 + 12x_1x_4 - 11x_2x_4 - 3{,}5x_3x_4 + 5{,}4x_1x_2x_3 + 4{,}5x_1x_2x_4 + 7{,}37x_1x_2x_4 - 11x_2x_3x_4 + 3{,}78x_1x_2x_3x_4$
Газовое месторождение малой мощности (до 7 МВт)	
Рациональное нестандартное напряжение, кВ	$U_{\text{рац}} = 33{,}8 + 4{,}87x_1 + 15{,}6x_2 + 14{,}8x_3 + 2{,}22x_1x_2 + 2{,}35x_1x_3 + 11{,}07x_2x_3$
Распределительная сеть – «магистральная схема с одной сквозной магистралью»	
Рациональное нестандартное напряжение, кВ	$U_{\text{рац}} = 19{,}64 + 6{,}61x_1 + 8{,}23x_2 + 2{,}89x_3 + 5{,}67x_1x_2 + 2{,}49x_1x_3 + 3{,}09x_2x_3 - 1{,}08x_2x_4 + 2{,}32x_3x_4 + 2{,}96x_1x_2x_3 + 2{,}54x_1x_3x_4 + 2{,}23x_2x_3x_4 + 2{,}64x_1x_2x_3x_4$

Для проверки гипотезы об адекватности регрессионных моделей в работе использован F_p – критерий Фишера:

$$F_p = \frac{S_{\text{ад}}^2}{S_{\{y\}}^2} \ . \tag{13}$$

Величина, стоящая в знаменателе (13), является дисперсией опыта (воспроизводимости) $S_{\{y\}}^2$ с числом степеней свободы $f_в = N - 1$.

Специфика проведения расчетов в работе такова, что на системах электроснабжения невозможно провести натурных экспериментов и исследований. В поставленной задаче объектом исследования является математическая модель системы электроснабжения газовых месторождений, записанная в виде уравнений регрессии для определения R и $U_{рац}$. Расчеты по этим уравнениям на персональном компьютере воспроизводятся без ошибок, то есть дисперсия

воспроизводимости опыта на модели равна нулю ($S^2_{\{y\}} = 0$). Это говорит о том, что формальное применение статистического аппарата теории планирования эксперимента для оценки значимости коэффициентов и проверки адекватности модели невозможно. Однако то, что в процессе расчета отброшен ряд неучитываемых факторов, кроме того, наличие случайных обстоятельств, обусловленных неточностью задания исходных данных, и т. п., приводит к тому, что величина рационального напряжения, определенная для реального объекта, будет отличаться от величины, вычисленной по модели. Отсюда дисперсия воспроизводимости на объекте будет отличаться от нуля, то есть $S^2_{\{y\}} \neq 0$. Величина дисперсии воспроизводимости на реальном объекте задается исходя из необходимой точности расчетов. При расчетах используется доверительный интервал Δb, соответствующий для поставленной задачи 95 % доверительной вероятности.

Величина, стоящая в числителе (14), является дисперсией адекватности $S^2_{\text{ад}}$ и определяется следующей формулой:

$$S^2_{\text{ад}} = \frac{\sum_{i=1}^{N} \Delta y_i^2}{f_{\text{ад}}} \quad . \tag{14}$$

В планировании эксперимента число степеней свободы для дисперсии адекватности $f_{ад}$ равно числу различных опытов N, результаты которых используются при подсчете коэффициентов, минус число значимых коэффициентов l, то есть:

$$f_{\text{ад}} = N - l \quad , \tag{15}$$

где l – число значимых коэффициентов.

Остаточная сумма квадратов равна:

$$\sum_{i=1}^{N} \Delta y_i^2 = \sum_{i=1}^{N} (y - \hat{y})^2 = \sum_{i=1}^{N} (U_{\text{рац}} - \widehat{U}_{\text{рац}})^2 \quad . \tag{16}$$

Величина $\widehat{U}_{\text{рац}}$ во всех плановых точках определена через использование регрессионных моделей только со значимыми коэффициентами (таблица 8). Полученные результаты записаны в матрицу планирования экспериментов и сведены в таблицы 6.

Точность расчета (определяется $U_{рац}$) моделей оценена следующим образом:

$$\frac{U_{\text{рац}}^{(N+1)} - U_{\text{рац}}^{(0)}}{U_{\text{рац}}^{(0)}} 100\% \quad . \tag{17}$$

Проверка значимости коэффициентов регрессионных моделей представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Проверка адекватности аппроксимирующих полиномов и оценка значимости коэффициентов

Регрессионная модель	Δb_i, кВ	F_p	F_m	Условие $F_p < F_m$	Точность, %
Газовое месторождение большой мощности (более 75 МВт)	7,13	1,98	4,8	Соблюдается	9,74
Газовое месторождение средней мощности (от 7 до 75 МВт)	3,04	1,65	4,8	Соблюдается	7,26
Газовое месторождение малой мощности (до 7 МВт)	1,85	1,00	7,7	Соблюдается	5,55
Распределительная сеть всех газовых месторождений	0,63	1,87	4,8	Соблюдается	5,82

Рассчитанные значения критерия Фишера F_p не превышают табличных F_m. Следовательно, с принятой доверительной вероятностью (0,95) регрессионные модели можно считать адекватными.

Шкала стандартных номинальных напряжений приведена в таблице 10.

Таблица 10 – Шкала стандартных номинальных напряжений по ГОСТ 721-77

Класс напряжения, кВ														
6	10	15	20	35	–	–	–	110	150	220	330	500	750	1 150

Методика выбора рационального класса напряжения. В работе разработан алгоритм решения задачи по выбору рационального стандартного класса напряжения, последовательность операций следующая.

1. Выбрать схему электроснабжения.
2. Определить количество УКПГ (кустов газовых скважин), расстояние от источника питания до нагрузки (куста), коэффициент распределения нагрузки на линии электропередачи, коэффициент прироста нагрузки в третий период жизненного цикла.
3. Рассчитать рациональное нестандартное напряжение в первый период жизненного цикла месторождения по регрессионной модели (по таблице 8) – $U_{рац.1п.ж.}$.
4. Найти по шкале стандартных номинальных напряжений (по таблице 10) ближайшее большее ($U_{б.б.1п.ж.}$) и ближайшее меньшее ($U_{б.м.1п.ж.}$) стандартное напряжение в первый период жизненного цикла.
5. Рассчитать дисконтированные затраты по регрессионным моделям для ближайших стандартных напряжений ($R_{б.б.1п.ж.}$, $R_{б.м.1п.ж.}$) в первый период жизненного цикла.
6. Определить рациональное стандартное напряжение по минимальным дисконтированным затратам для первого периода жизненного цикла из п. 5 – $U_{рац.с.1п.ж.}$
7. Рассчитать рациональное нестандартное напряжение в третий период жизненного цикла по математической модели (по таблице 8) – $U_{рац.3п.ж.}$.
8. Найти по шкале стандартных номинальных напряжений (по таблице 10) ближайшее большее ($U_{б.б.3\ п.ж.}$) и ближайшее меньшее стандартное напряжение ($U_{б.м.3п.ж.}$) в третьем периоде жизненного цикла.
9. Рассчитать дисконтированные затраты по регрессионным моделям для ближайших стандартных напряжений ($R_{б.б.3п.ж.}$, $R_{б.м.3п.ж.}$).
10. Определить рациональное стандартное напряжение по минимальным дисконтированным затратам из п. 9 для третьего периода жизненного цикла – $U_{рац.с.3п.ж.}$
11. Сравнить рациональное стандартное напряжение первого ($U_{рац.с.1п.ж.}$) и третьего ($U_{рац.с.3п.ж.}$) периодов жизни:

    11.1 Если $U_{рац.с.1п.ж.} = U_{рац.с.3п.ж.}$, то рациональное напряжение с учетом всего жизненного цикла месторождения ($U_{рац.с.}$) определяется как $U_{рац.с.} = U_{рац.с.1п.ж.} = U_{рац.с.3п.ж.}$ (рисунок 6).

    11.2 Если $U_{рац.с.1п.ж.} < U_{рац.с.3п.ж.}$, то $U_{рац.с.}$ выбрать следующим образом (рисунок 7):

    – определить дисконтированные затраты для $U_{рац.с.1п.ж.}$ в первом ($R_{и1п.ж.1}$) и в третьем ($R_{и1п.ж.3}$) периодах жизненного цикла;

    – определить разницу дисконтированных затрат ($\Delta R_{и1п.ж}$) для рационального стандартного класса напряжения первого периода жизненного цикла ($U_{рац.с.1п.ж.}$): $\Delta R_{и1п.ж.} = R_{и1.п.ж.3} - R_{и1.п.ж.1}$;

    – определить дисконтированные затраты для $U_{рац.с.3п.ж.}$ в первом ($R_{и3п.ж.1}$) и в третьем ($R_{и3п.ж.3}$) периодах жизненного цикла;

    – определить разницу дисконтированных затрат ($\Delta R_{и3п.ж}$) для рационального стандартного класса напряжения третьего периода жизненного цикла ($U_{рац.с.3п.ж.}$): $\Delta R_{и3п.ж.} = R_{и3.п.ж.3} - R_{и3.п.ж.1}$;

– сравнить $\Delta R_{и1п.ж.}$ и $\Delta R_{и3п.ж.}$ и выбрать рациональный класс напряжения ($U_{рац.с.}$) с минимальной разницей дисконтированных затрат.

Схема алгоритма выбора рационального напряжения представлена на рисунке 8.

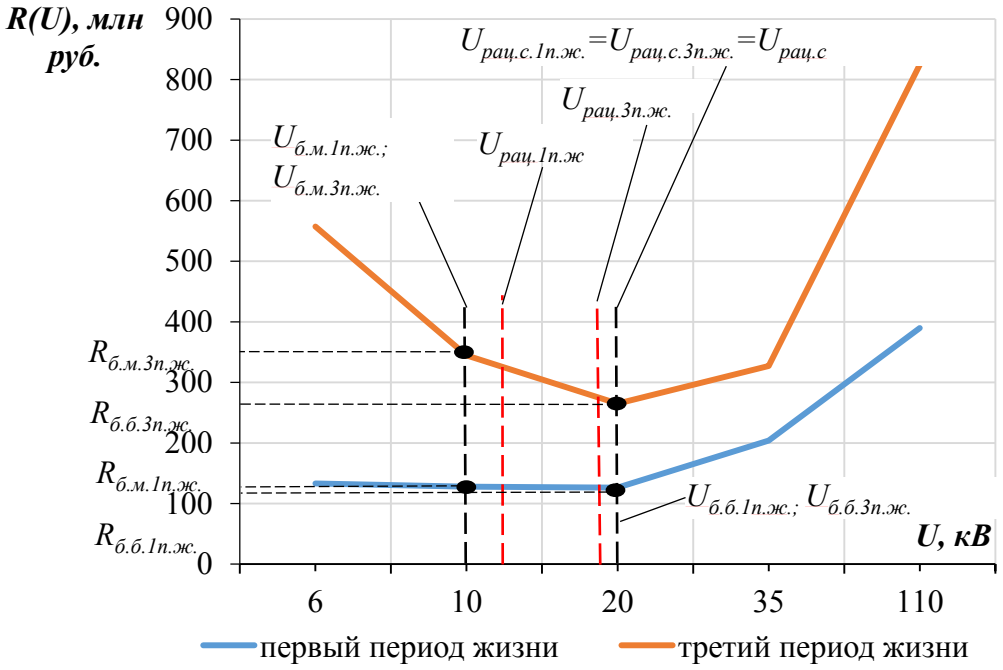


Рисунок 6 – Выбор рационального напряжения с учетом всего жизненного цикла месторождения $U_{рац.с.}$ при условии $U_{рац.с.1п.ж.} = U_{рац.с.3п.ж.}$

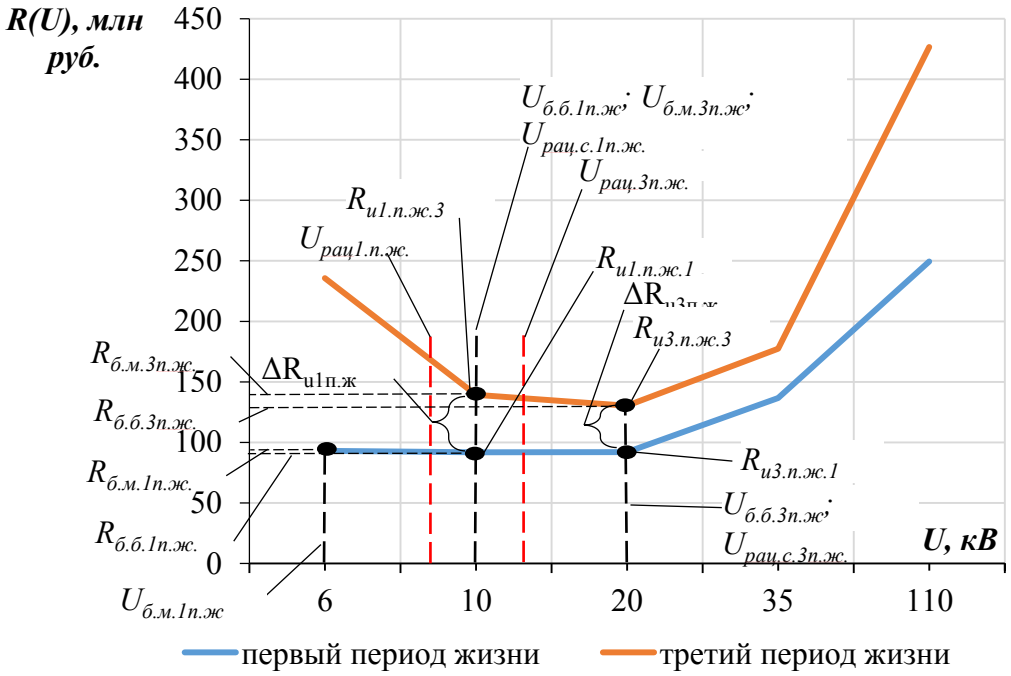


Рисунок 7 – Выбор рационального напряжения с учетом всего жизненного цикла газового месторождения $U_{рац.с.}$ при условии $U_{рац.с.1п.ж.} < U_{рац.с.3п.ж.}$

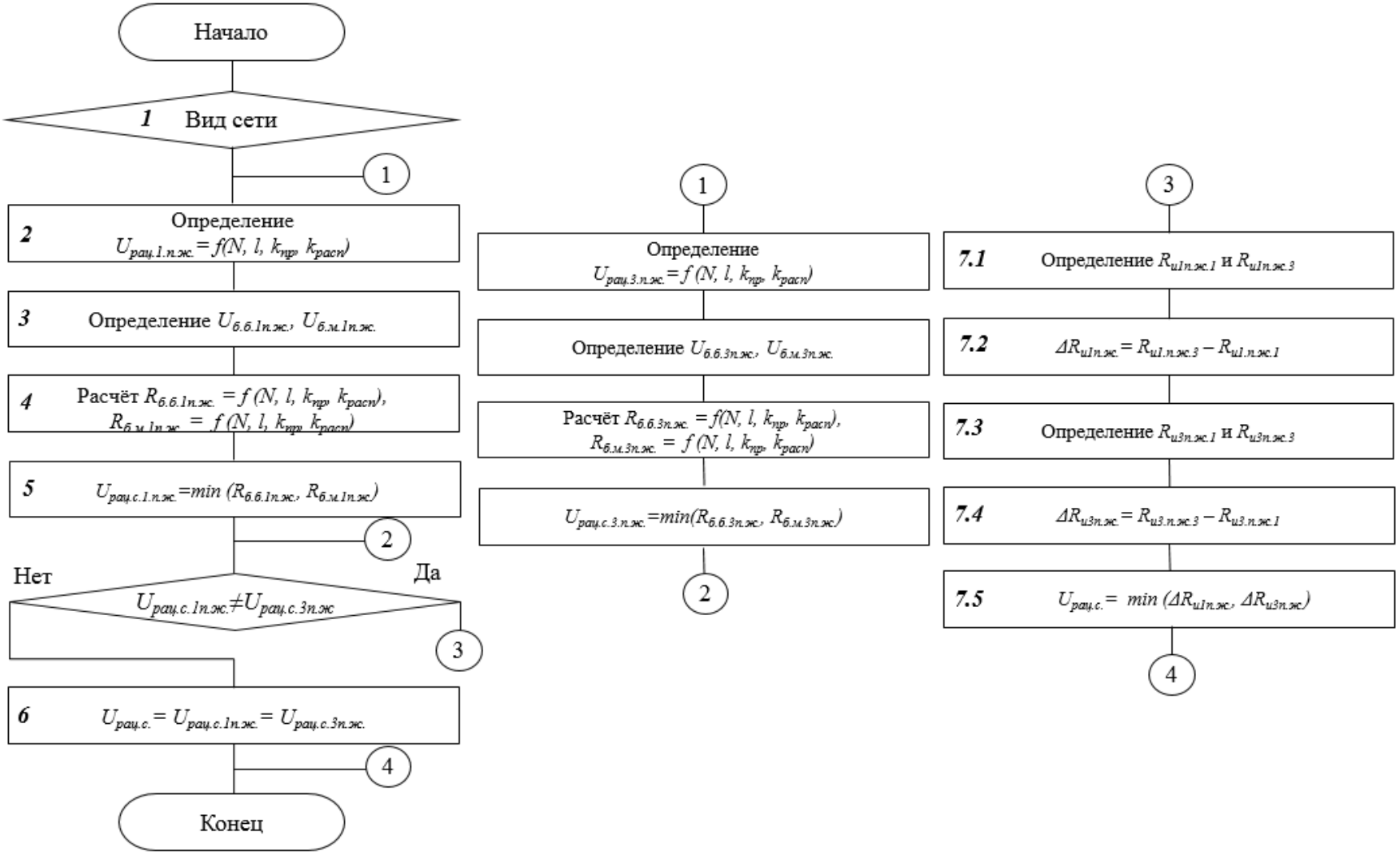


Рисунок 8 – Схема алгоритма выбора рационального напряжения

В четвертой главе выполнена экономическая оценка различных вариантов систем электроснабжения газовых месторождений. Осуществлен системный анализ схем электрических сетей действующих газовых месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа Западной Сибири на предмет соответствия рациональному классу напряжения и приведены результаты расчетов напряжения.

Результаты расчетов дисконтированных затрат питающей сети представлены на рисунках 9 и 10.

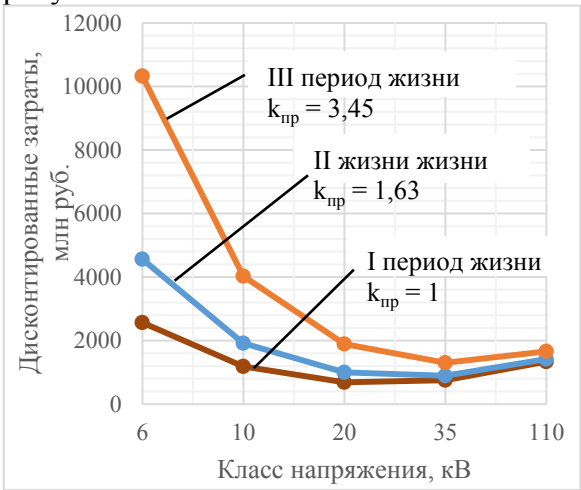


Рисунок 9 – График зависимости дисконтированных затрат от класса напряжения питающей сети. Четвертый участок ачимовских отложений

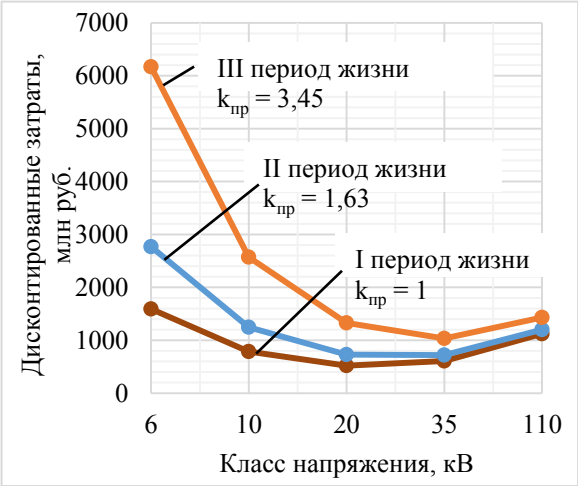


Рисунок 10 – График зависимости дисконтированных затрат от класса напряжения питающей сети «УКПГ 21». Второй участок ачимовских отложений

Таким образом, анализируя графики зависимости дисконтированных затрат от класса напряжения питающей сети, можно сделать вывод, что чем выше класс напряжения, тем меньше разница в дисконтированных затратах.

Это говорит о том, что чем выше класс напряжения, тем питающая сеть системы электроснабжения более приспособлена к росту электрической нагрузки, то есть к продлению жизненного цикла месторождения. Результаты расчетов дисконтированных затрат распределительной сети представлены на рисунках 11 и 12.

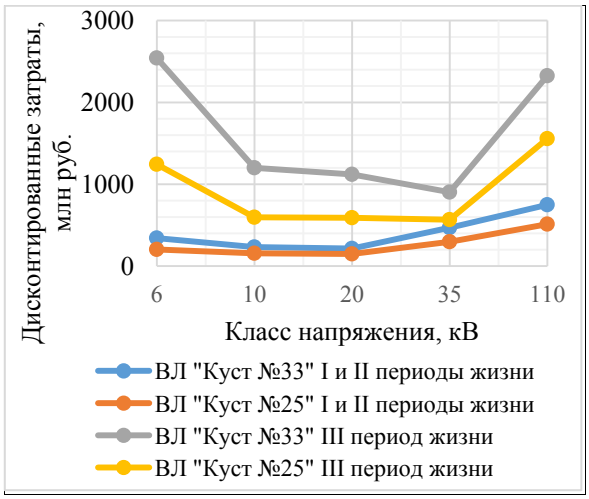


Рисунок 11 – График зависимости дисконтированных затрат от класса напряжения распределительной сети. Юбилейное газовое месторождение

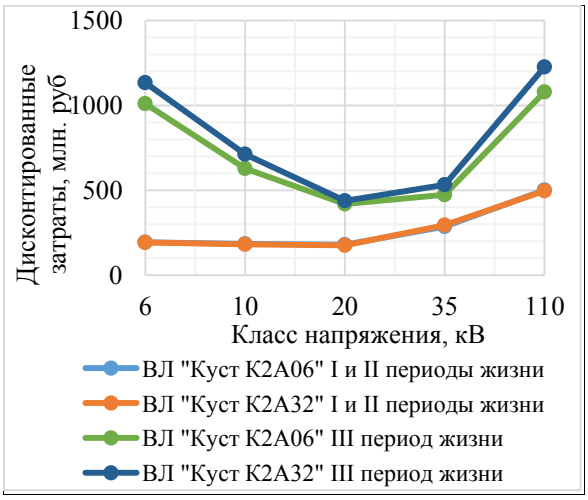


Рисунок 12 – График зависимости дисконтированных затрат от класса напряжения распределительной сети. Второй участок Ачимовских отложений

Анализируя графики зависимости дисконтированных затрат от класса напряжения распределительной сети, можно сделать вывод о том, что класс напряжения 20 кВ является наиболее рациональным для распределительной сети. При росте электрической нагрузки разница между значениями дисконтированных затрат минимальна.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

1. По результатам анализа исходных данных установлено, что существующие методики расчета не позволяют учесть специфику газовых месторождений – зависимость объема энергопотребления от снижения дебита газовых месторождений в ходе эксплуатации. Выявлено, что к концу жизненного цикла месторождения уменьшение его дебита может составлять 88,14–99,51 %, при этом рост электрической нагрузки достигает 183–374 % соответственно. Основной причиной такой динамики является изменение структуры потребителей и графа электросети, приводящее к десятикратному росту электрической нагрузки в распределительной сети и пятикратному – в питающей сети.

2. Обоснована номенклатура факторов для структурной идентификации рабочих моделей, при этом разработаны и обоснованы два новых фактора, существенно улучшающие адекватность моделей:

а) фактор «коэффициент распределения нагрузки», учитывающий характер подключения к ЛЭП. Его значение составляет:

- при подключении трансформации в конце ЛЭП – $k_{расп} = 1$;
- при равномерном подключении трансформации к ЛЭП – $k_{расп} = 0{,}55$.

б) фактор «коэффициент прироста электрической нагрузки», учитывающий конфигурацию питающей сети и стадию жизненного цикла месторождения. Его значение находится в диапазоне:

- для питающей линии во втором периоде жизни – от 1,30 до 2,63 о.е. (ввод ДКС);
- для питающей линии в третьем периоде – от 1,83 до 3,74 о.е. (ввод ДКС и МКУ);
- для распределительной сети на кусты газовых скважин в третьем периоде – от 5,1 до 10,08 о.е. (ввод МКУ).

3. Выполнена структурная и параметрическая идентификация модели рационального класса напряжения $U_{рац} = f(N_{УКПГ}, l, k_{пр}, k_{расп})$ питающей сети системы электроснабжения газового месторождения малой, средней и большой мощности, определяющая величину рационального напряжения и сопутствующих суммарных дисконтированных затрат. Установлено рациональное напряжение для питающей сети газовых месторождений большой и средней мощности – 110 кВ; для месторождений малой мощности – 35 и 110 кВ.

Специфика идентифицированной модели в том, что она, во-первых, учитывает разделение фактора «расчетная электрическая нагрузка» на два компонента – «количество установок комплексной подготовки газа» и «коэффициент прироста электрической нагрузки», а, во-вторых, вводит дополнительный фактор «коэффициент распределения нагрузки по линии электропередачи», что существенно расширяет возможности исследования питающей сети, включая вариант двойной сквозной магистрали с односторонним питанием.

4. Выполнена структурная и параметрическая идентификация модели рационального класса напряжения распределительной сети $U_{рац} = f(N_{куст}, l, k_{пр}, k_{расп})$, учитывающая дополнительно новый фактор «количество кустов газовых скважин», что значительно расширяет ее прикладные возможности. С использованием этой модели установлено рациональное напряжение распределительной сети – 20 кВ.

Специфика разработанной модели заключается кроме того в том, что она позволяет исследовать распределительную сеть со схемой «одна сквозная магистраль с односторонним питанием».

Модель способна работать в жестких условиях эксплуатации, поскольку перечень и диапазон варьирования факторов выбраны с учетом десятикратного прироста электрической нагрузки.

5. С использованием системного подхода разработана методика принятия эффективного решения при выборе рационального класса напряжения. Она основана на минимизации разницы дисконтированных затрат первого и третьего периодов жизненного цикла газового месторождения и позволяет еще на этапе разработки проектной документации учесть трансформацию технологии добычи. Позитивным следствием этого является сокращение трудозатрат проектной организации по выбору (с погрешностью не более 10 %) рационального класса напряжения с одного месяца до 10 минут. Разработанная методика позволяет в перспективе сократить дисконтированные затраты эксплуатирующей организации более чем на 20 %.

6. Выполнен анализ схем электроснабжения двенадцати действующих газовых месторождений Западной Сибири на предмет соответствия рациональному классу напряжения. В результате анализа установлено следующее:

– на всех рассматриваемых месторождениях для питающей сети принят рациональный класс напряжения – 110 кВ, позволяющий провести трансформацию технологии добычи газа без реконструкции;

– на всех рассматриваемых месторождениях используемый для распределительной сети класс напряжения 6, 10 кВ не является прогрессивным, поскольку не приспособлен к росту электрической нагрузки, а, следовательно, слабо ориентирован на развитие (то есть продление жизненного цикла) газового месторождения.

7. Определены перспективы дальнейших исследований по теме диссертационной работы:

– доработка нормативно-технической документации по проектированию систем электроснабжения газовых месторождений;

– исследование автоматической точной синхронизации распределенной генерации с установкой генераторов на кустах газовых скважин;

– разработка технико-технологических основ использования энергии пластового газа для генерации электроэнергии и компримирования низконапорного газа на кустах скважин ачимовских залежей на весь период разработки месторождения;

– исследование возможности применения технологии Smart Grid в распределительной сети месторождений газа с целью повышения энергоэффективности.

В приложениях к диссертации представлены источники питания до и после ввода МКУ, расчеты электрической нагрузки для питающей сети, полезные модели и изобретение на патент, свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ, блок-схема программы «ПРОН», материалы о внедрении разработанной методики, расчеты эксплуатационных и капитальных затрат по вариантам схем электроснабжения, и расчетные значения дисконтированных затрат, существующих питающих и распределительных сетей.

СПИСОК ОСНОВНЫХ ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Статьи в периодических научных изданиях по перечню ВАК:

1. **Богачков, И. М.** Пути выбора оптимального класса напряжения системы электроснабжения газовых месторождений / И. М. Богачков, Р. Н. Хамитов, М. К. Валиев. – Текст: непосредственный // Электротехнические системы и комплексы. – 2020. – № 4 (49). – С. 35–41.

2. **Богачков, И. М.** Системный анализ питающих электрических сетей газовых месторождений Западной Сибири / И. М. Богачков, Р. Н. Хамитов. – Текст: непосредственный //

Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2020. – Вып. 12. – С. 305–312.

3. **Богачков, И. М.** Математические модели расчета оптимального напряжения системы внешнего электроснабжении газовых месторождений полученные с применением теории планирования эксперимента / И. М. Богачков. – Текст: непосредственный // Электротехнические системы и комплексы. – 2021. – № 1 (50). – С. 4–9.

Научные публикации входящие в базы Scopus, Web of Science:

4.**Bogachkov, I. M.** Load distribution factor along the power transmission lines as a factor in choosing a voltage clas/ I. M. Bogachkov, R. N Khamitov, 2021 Journal of Physics: Conference Series 1791 (2021) 012042 IOP Publishing. DOI: 10.1088/1742-6596/1791/1/012042.

5. **Bogachkov, I. M.** Estimation of electric loads dynamics in the gas fields of Western Siberia taking into account the life cycle of the fields/ I. M. Bogachkov, R. N. Khamitov, V. P. Frayshteter, 2021 IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.1118 012015 Publishing. DOI: 10.1088/1757-899X/1118/1/012015

6. **Bogachkov, I. M.** The Study of the Power Supply System of the Existing Gas Fields in Western Siberia using the Theory of Experimental Planning/ I. M. Bogachkov, 2021 IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.1118 012030 Publishing. DOI: 10.1088/1757-899X/1118/1/012030

Научные публикации в прочих изданиях:

7. **Богачков, И. М.** Оптимизация системы внешнего электроснабжения путем выбора прогрессивного класса напряжения с учетом всего жизненного цикла газового месторождения / И. М. Богачков. – Текст: непосредственный // Известия Транссиба. – 2020. – № 2 (42). – С. 114–130.

8. **Богачков, И. М.** Алгоритм выбора класса напряжения для системы электроснабжения газового месторождения / И. М. Богачков, Р. Н. Хамитов. – Текст: непосредственный // Вестник Ивановского энергетического университета. – 2021. – Вып. 2. – С. 32–39.

Объекты интеллектуальной собственности:

9. **Патент RU 156715 Российская федерация, МПК (51) H01B 5/10.** Неизолированный провод для воздушных линий электропередачи: № 2015114426/07: заявлено 17.04.2015: опубликовано 10.11.2015 / Богачков И. М., Латыпов И. С.; заявитель и патентообладатель ООО «ТюменНИИгипрогаз». – 23 с. – Текст: непосредственный.

10.**Патент RU 156801 Российская федерация, МПК (51) H01B 5/10.** Провод неизолированный для воздушных линий электропередачи: № 2015119702: заявлено 25.05.2015: опубликовано 20.11.2015 / Богачков И. М., Латыпов И. С.; заявитель и патентообладатель ООО «ТюменНИИгипрогаз». – 23 с. – Текст: непосредственный.

11. **Патент RU 163332 Российская федерация, МПК (51) H01B 5/10.** Неизолированный провод с улучшенными характеристиками для воздушных линий электропередачи: № 2015152178: заявлено 04.12.2015: опубликовано 10.07.2016 / Богачков И. М., Латыпов И. С.; заявитель и патентообладатель ООО «ТюменНИИгипрогаз». – 28 с. – Текст: непосредственный.

12.**Патент RU 2631421 Российская федерация, МПК (51) H01B 5/10.** Провод для воздушных линий электропередачи: № 2016114397: заявлено 13.04.2016: опубликовано 22.09.2017 / Богачков И. М., Латыпов И. С.; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром проектирование». – Текст: непосредственный.

13. **Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2020619917 Российская Федерация.** Программа для расчета дисконтированных затрат системы внешнего электроснабжения промышленных предприятий (ПРАДИЗ): № 2020617970: заявлено 29.07.2020: опубликовано 26.08.2020 / И. М. Богачков; заявитель и правообладатель Богачков И. М. – 1 с. – Текст: непосредственный.

14. **Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2018615185 Российская Федерация.** Программа для расчета потери напряжения в сети 6–35 кВ.: № 2018612204: заявлено 12.03.2018: опубликовано 27.04.2018 / И. М. Богачков; заявитель и правообладатель ООО «Газпром проектирование». – 1 с. – Текст: непосредственный.

15. **Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ RU 2020662391 Российская Федерация.** Программа для расчета оптимального класса напряжения системы внешнего электроснабжении «ПРОН»: № 2020660176: заявлено 09.09.2020: опубликовано 13.10.2020 /И. М. Богачков, Д. Р. Валеева; заявитель и правообладатель Богачков И. М. – 1 с. – Текст: непосредственный.

Материалы международных, всероссийских и региональных конференций:

16. **Богачков, И. М.** Расчет оптимального напряжения для системы электроснабжения газовых месторождений с помощью программы «ПРОН» / И. М. Богачков, Р. Н. Хамитов, Д.Р. Валеева. – Текст: непосредственный // Современные технологии, экономика и образование: сборник трудов Всероссийской научно-методической конференции, 2–4 сентября 2020 г., Томск. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2020. – С. 94–98.

17. **Богачков, И. М.** Оценка динамики электрических нагрузок газовых месторождений Западной Сибири с учетом жизненного цикла месторождения / И. М. Богачков, Р. Н. Хамитов, В. П. Фрайштетер. – Текст: непосредственный // Современные проблемы машиностроения: материалы XIII Международной научно-практической конференции, 26–30 октября 2020 г., Томск. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2020. – С. 71–72.

18. **Богачков, И. М.** Исследование системы электроснабжения существующих газовых месторождений Западной Сибири с помощью теории планирования эксперимента / И. М. Богачков, Р. Н. Хамитов, В. П. Фрайштетер. – Текст: непосредственный // Современные проблемы машиностроения: материалы XIII Международной научно-практической конференции, 26–30 октября 2020 г., Томск. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2020. – С. 71–73.

19. **Богачков, И. М**. Коэффициент распределения нагрузки по линии электропередачи, как фактор выбора класса напряжения / И. М. Богачков, Р. Н. Хамитов. – Текст: непосредственный // Динамика систем, механизмов и машин: материалы XIV Международной IEEE научно-технической конференции, 10–12 ноября 2020 г., Омск. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2020. – Т. 8, № 3 – С. 30–36.

20. **Богачков, И. М.** Транспорт электроэнергии по линии передачи / И. М. Богачков. – Текст: непосредственный // Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе: материалы Национальной с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов, ученых и специалистов, 21–23 декабря 2020 г., Тюмень / Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет; отв. ред. А. Н. Халин. – Тюмень: Изд-во ТИУ, 2020. – Т. 2. – С. 175–178.

Печатается в авторской редакции
Подписано в печать 29.04.2021 г. Заказ 1913. Тираж 150 экз.

Отпечатано в типографии «Компания «СТЭМП»
625019, г. Тюмень, ул. Республики, 207, стр. 1. Тел.: +7 (3452) 35-85-40