

На правах рукописи

ГРИГОРЬЕВ ГЕННАДИЙ ЯКОВЛЕВИЧ

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ КОМПЛЕКСАМИ В НЕФТЕГАЗОДОБЫЧЕ**

Специальность 05.13.06 – Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами /нефтегазовая отрасль, технические науки/

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень - 2005

Работа выполнена в государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ГОУ ВПО ТюмГНГУ)

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Спасилов Виктор Максимович.

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Сушков Валерий Валентинович,
кандидат технических наук
Новоселов Юрий Борисович.

Ведущая организация: Тюменское отделение Сургутского научно-исследовательского и проектного института нефтяной промышленности (ТО СургутНИПИнефть).

Защита состоится _____ 2005 года в 15³⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.273.02 при Тюменском государственном нефтегазовом университете по адресу:

625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38. ТюмГНГУ, зал им. Косухина А.Н.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72.

Автореферат разослан _____ 2005 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук,
профессор

С.И. Челомбитко

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Роль нефтяных предприятий в экономике страны и ее топливно-энергетического комплекса трудно переоценить. Поэтому, исследования, проводимые в нефтедобывающей отрасли и направленные на повышение эффективности управления производствами и минимизацию потерь электроэнергии при нефтедобыче, являются весьма актуальными.

Нефтегазодобывающие комплексы НГДК, в состав которых входят нефтегазодобывающие предприятия НГДП, являются крупными и ответственными потребителями электроэнергии. В Западной Сибири для таких комплексов характерна значительная территориальная рассредоточенность, суровые климатические условия и широкая номенклатура типов электрооборудования. Износ основных фондов НГДП, эксплуатирующих месторождения Западной Сибири, большинство из которых находятся на поздней стадии эксплуатации, в настоящее время составляет более 65%. При этом сумма расходов на электроэнергию в различных НГДК составляет от 30 до 50% от общей суммы затрат при нефтедобыче.

Снижение электропотребления на нефтепромыслах даже на единицы процентов за счет организационно-технических мероприятий, не требующих высоких единовременных капитальных вложений, ведет к экономии огромных финансовых средств. В таких условиях решение проблем управления энергетическими предприятиями, прежде всего в части оптимизации процессов электроснабжения нефтегазодобывающих предприятий, с позиций энергосбережения и минимизации затрат представляет собой важную задачу. Решением данных проблем занимались многие ведущие отечественные и зарубежные исследователи: Абрамович Б.Н., Ведерников В.А., Ершов М.С., Кицис С.И., Кудряшов Р.А., Меньшов В.Г., Новоселов Ю.Б., Спасибов В.М., Сушков В.В., Цибульский В.Р., Чаронов В.Я., Шпилевой

В.А., Яризов А.Д., Клоерпель F., Drehsler P. и многие другие. Анализ результатов исследований зарубежных и отечественных ученых показал, что одним из эффективных направлений является разработка локальных мероприятий, позволяющих добиться снижения затрат на добычу углеводородного сырья при одновременном уменьшении потерь энергоресурсов посредством оптимизации структур управления на различных уровнях электроснабжения и электропотребления, что явилось предметом исследований диссертационной работы.

Степень разработанности проблемы. Исследованию теории и практики управления энергетическими комплексами и энергосбережением посвящено достаточно большое количество работ отечественных и зарубежных специалистов. Однако, на уровне НГДК эти исследования разрознены и не в полной мере способствуют решению проблемы. Поэтому, применительно к управлению энергетическими и электромашинными комплексами (ЭК) в нефтегазодобыче необходимо определить дополнительные требования и ограничения.

Цель работы. Разработка новой структуры управления энергетическими комплексами и системами электропотребления в нефтегазодобыче, обеспечивающей снижение энергетических потерь.

Основные задачи исследований.

1. Разработка новой структуры управления энергетическими комплексами нефтедобывающего предприятия (на примере ООО «Энерго-нефть»), позволяющей повысить эффективность производства.
2. Разработка моделей и методов управления режимами напряжения и электропотребления участков электрической сети нефтепромысла.
3. Разработка комплекса мероприятий по электросбережению при строительстве скважин, обеспечивающих рациональное использование электрооборудования.

4. Разработка методики выбора основных узлов и средств автоматизации линий ВЛ 6 (10 кВ), а также рекомендаций по их эксплуатации в условиях нефтяных промыслов, обеспечивающих снижение ущерба от недоотпуска продукции из-за отказов ВЛ.

5. Разработка и реализация стратегии технического обслуживания нефтепромыслового электрооборудования на основе диагностики его состояния.

Объект исследований – структура управления ЭК НДГП, а также системы управления основными электромашинными комплексами нефтяных месторождений, к которым относятся: «УЭЦН-скважина», «буровая установка - ЭК» и приемники электрической энергии (совокупности аппаратов, агрегатов, механизмов, предназначенных для преобразования электрической энергии в другие виды энергии).

Методами исследований являются: аналитические и экспериментальные методы, основанные на теории вероятности и математической статистики, теории надежности, теории восстановления; математическое моделирование процессов проведения технических обслуживаний и ремонтов, основанное на теории цепей Маркова; экспериментальные исследования функционирования электроустановок и электротехнических комплексов нефтяных месторождений на основе многолетних наблюдений за оборудованием в ходе их эксплуатации.

Основные положения, защищаемые автором

1. Новая структура управления ЭК НГДП на примере ООО «Энерго-нефть».
2. Математическая модель участка электрической сети электроснабжения комплекса – «УЭЦН-скважина».
3. Методы анализа режимов работы типовых схем системы электроснабжения НГДП с учетом наиболее значимых технических и технологи-

ческих ограничений, позволяющих обеспечить выбор оптимальных режимов эксплуатации.

4. Методики расчета участка электрической сети, питающей кусты скважин, регулирования напряжения и электропотребления при сохранении на заданном уровне производительности УЭЦН.

5. Стратегия технического обслуживания электрической сети и основного электрооборудования на основе диагностики его состояния.

Научная новизна

1. Разработана новая организационная структура управления нефтегазодобывающим комплексом (на примере ООО «Энергонефть»,) позволяющая повысить эффективность управления и надежность электроснабжения объектов нефтедобычи.

2. На основе математического моделирования решена задача оптимального управления режимами электропотребления основного звена НГДП – системы «УЭЦН - скважина» в условиях отклонений напряжения, характерных для электрических сетей нефтегазодобывающего комплекса.

3. Предложена обобщенная стратегия технического обслуживания нефтепромыслового электрооборудования, предусматривающая определение оптимального межремонтного периода с минимизацией затрат на его осуществление.

4. Доказана целесообразность применения покрытых изоляцией и защищенных электропроводов в экстремальных условиях функционирования нефтегазодобывающих комплексов Западной Сибири.

Практическая ценность работы

1. Реализована в ООО «Энергонефть» новая структура управления, которая позволила сократить непрофильный обслуживающий сектор и повысить эффективность производства.

2. Использование в составе частотно-регулируемого привода УЭЦН сетевых фильтров снизило до 5% уровень искажения синусоидальности

кривой напряжения в сети 6/0,4 кВ, что уменьшило тем вероятность перегрева трансформаторов, конденсаторных батарей и электродвигателей насосных установок.

3. Реализована новая стратегия технического обслуживания оборудования электрической сети ЭК НГДП на основе использования современных средств и систем диагностики.

4. Реконструкция воздушных линий ВЛ 6 (10 кВ) заменой неизолированных проводов на изолированные в ООО «Энергонефть» привела к повышению надежности электроснабжения нефтепромыслов.

5. Результаты исследований явились основой для разработки пяти нормативных документов, регламентов и инструкций по организации оптимальной структуры управления ЭК НГДП (ООО «Энергонефть»), по созданию и реализации программы управления энергосбережением на объектах нефтедобычи: «буровая установка - ЭК» и «УЭЦН - скважина».

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе» (Тюмень, 2001); на Всероссийской научно-технической конференции «Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы» (Альметьевск, 2001); на Международной научно-технической конференции «Проблемы развития ТЭК Западной Сибири на современном этапе» (Тюмень, 2003); на 4-ой Всероссийской научно-технической конференции «Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий» (Тюмень, 2004).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 13 печатных работ, в том числе, 1 монография, 7 научно-технических статей, 4 публикации в материалах трудов Международных и Всероссийских научно-технических конференций, 1 патент РФ на изобретение.

Структура диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, четырех разделов и основных выводов, изложена на 174 страницах машинописного текста и содержит 38 рисунков, 27 таблиц, список используемых источников из 90 наименований, 6 приложений.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** раскрывается актуальность проблемы, обосновывается выбор темы, выявляется степень ее разработанности, сформулированы цель и задачи исследований, научная новизна и практическая ценность.

В **первом разделе** автором представлен анализ энергетической стратегии РФ и в свете ее реализации обосновывается новая структура управления ЭК НГДП, которая разработана и внедрена в ООО «Энергонефть», что позволило сократить непрофильный обслуживающий сектор и увеличить эффективность производства за счет передачи части полномочий единоличного исполнения управляющей организации (ЗАО «Энергосервисная компания»), вывода из состава управления структурных подразделений с функциями, не относящимися к основной деятельности, создания собственных автономных энергоустановок для увеличения устойчивости узла нагрузки, выявлены научно-технические проблемы электроснабжения НГДП и предложены пути их решения.

Каждое нефтяное месторождение характеризуется своей особенностью связей между добычей нефти (продукции) и электропотреблением. Анализ этих связей не позволяет в должной мере установить общие аналитические зависимости с целью их использования в моделях месторождений. Поэтому в работе используются методы физического и математического моделирования локальных частей ЭК. При таком подходе не отражается вся картина процессов управления режимами напряжения и электропотребления в НГДП, так как модели отдельных частей системы электро-

снабжения и энергохозяйства, в целом, не увязаны в пространстве и во времени в единую систему. Однако на сегодняшний день такой подход является эффективным, так как позволяет оптимизировать работу локальных частей ЭК.

Основным объектом электроснабжения на нефтяных месторождениях являются скважинные установки типа УЭЦН, потребляющие от 30 до 50 % суммарной электроэнергии НГДП. Поэтому, наиболее перспективным является исследование режимов их работы с целью снижения электропотребления. В работе показано, что снижение электропотребления может быть достигнуто:

- приведением в соответствие параметров и характеристик добывающего оборудования с технологией отбора продукции скважин, режимами работы электрооборудования, периодом эксплуатации (жизни) скважин, и как следствие, минимизацией потерь электроэнергии во всех элементах электрооборудования установки;

- регулированием режимов напряжения и электропотребления с целью обеспечения заданной производительности погружной установки при минимизации энергозатрат;

- снижением количества отключений линий электропередач.

Наиболее эффективным способом выполнения требований по первому направлению является включение в состав скважинного оборудования частотно-регулируемых приводов (ЧРП), работающих на основе применения инверторов тока и напряжения.

Однако, ЧРП УЭЦН, разгружая электрическую сеть, генерируют в нее повышенные гармоники, вызывая появление высших гармоник в элементах сети. Это приводит к ряду негативных последствий: нарушению устойчивости функционирования устройств технологической и сетевой автоматики, сокращению сроков службы основного электротехнического оборудования из-за перегрузки магнитных и емкостных цепей, дополни-

тельного нагрева статорной обмотки и, следовательно, ускоренного износа изоляции погружных электродвигателей (ПЭД), повышенной вибрации, приводящей к поломкам и «полетам» погружных установок в нефтяные добывающие скважины.

Включение в состав частотно-регулируемого привода УЭЦН сетевых фильтров позволяет, как показали исследования, снизить до 5 % уровень искажения синусоидальности кривой напряжения в сети 6/0,4 кВ.

Из опыта эксплуатации нефтепромысловой электрической сети выявлено, что в части качества напряжения наибольшую трудность представляют те участки сети электроснабжения УЭЦН, к которым подключены буровые установки (БУ), из-за непостоянства графика их электрических нагрузок.

Задача минимизации отклонений напряжения на шинах 0,4 кВ кустов скважин может быть решена посредством установки 2-х ступенчатых фазокомпенсирующих устройств (ФКУ) на основе использования конденсаторных батарей, управляемых автоматически с целью поддержания постоянства напряжения на шинах 6 кВ БУ.

Существуют разные причины отключения электроэнергии, обусловленные отказами электрооборудования. Минимизация количества отключений требует совершенствования системы технического обслуживания и ремонта электрооборудования, применения в ней методов диагностирования его состояния.

По результатам статистического анализа наименее надежным элементом в части аварийных отключений системы электроснабжения являются воздушные линии электропередач. Поэтому, перспективным направлением снижения аварийных отключений является использование изолированных и защищенных электропроводов.

Во втором разделе представлен анализ результатов экспериментального исследования качества напряжения в отдельных подразделениях ООО

«Энергонефть», математического моделирования зависимостей дебита куста скважин от питающего напряжения, оптимизации управления режимами работы электрической сети в условиях нестабильности напряжения.

Исследования качества напряжения на шинах 0,4 кВ на ряде кустов скважин Мамонтовского месторождения показали, что напряжение на некоторых из них содержит кратковременные спады глубиной до 60 В и длительностью до 100 с, а также продолжительные отклонения глубиной до 40 В и длительностью до нескольких дней.

Первые из них могут быть причиной ложных отключений оборудования, вторые – влияют на такие показатели работы погружных установок, как производительность, напор и КПД, снижая ресурс ПЭД и межремонтный период УЭЦН.

Для реальной оценки степени влияния отклонений напряжения питания ЭЦН на его производительность в условиях лаборатории «ЭПУ-сервис» (г. Нефтеюганск) проведены испытания на стенде «скважина-УЭЦН». Анализ полученных результатов показывает, что увеличение напряжения на 10 % от номинального значения приводит к повышению производительности ЭЦН примерно на 1-2 %, а уменьшение напряжения на 10 % - к снижению производительности на 3-4 %.

Рассматриваемые в работе нефтяные месторождения Нефтеюганского района существенно отличаются по степени освоенности и длительности функционирования (одни из них эксплуатируются более 30 лет, другие – около 15 лет, а третьи – не более 7 лет). Схемы их электроснабжения отличаются по мощностям трансформации, длинам и сечениям проводов воздушных линий (ВЛ), коэффициентам использования элементов и узлов. Разными являются также глубины скважин, их количество на кустах и производительность применяемых УЭЦН.

В таких условиях актуальна оценка влияния отклонений напряжения на входе схемы электроснабжения месторождения на электрические и тех-

нологические показатели куста скважины с УЭЦН при изменении конфигурации сети и уровня загрузки ее элементов. Такая оценка была выполнена с помощью математической модели участка электрической сети Мамонтовского месторождения, построенной для условий двух кустов скважин: 680 и 54 «А». Расчетная схема представлена на рисунке 1, где T_2 , T_6 – трансформаторы куста скважин 6/0,4 кВ и повышающий 0,4/1,0 кВ для двигателя ПЭД1, соответственно; E_2 , E_6 – вольтодобавочные ЭДС, величина которых регулируется путем перебора отводов трансформаторов T_2 и T_6 , соответственно; $r_{л1}$, $X_{л1}$, $r_{л2}$, $X_{л2}$, $r_{л3}$, $X_{л3}$ – активные и индуктивные сопротивления участков магистральной линии 6 кВ; $r_{к1}$, $X_{к1}$ – активные и индуктивные сопротивления кабельной линии для двигателя ПЭД1; r_m , X_m – сопротивления ветвей намагничивания трансформаторов T_2 , T_6 ; $P_k + jQ_k$ – суммарная нагрузка куста скважин.

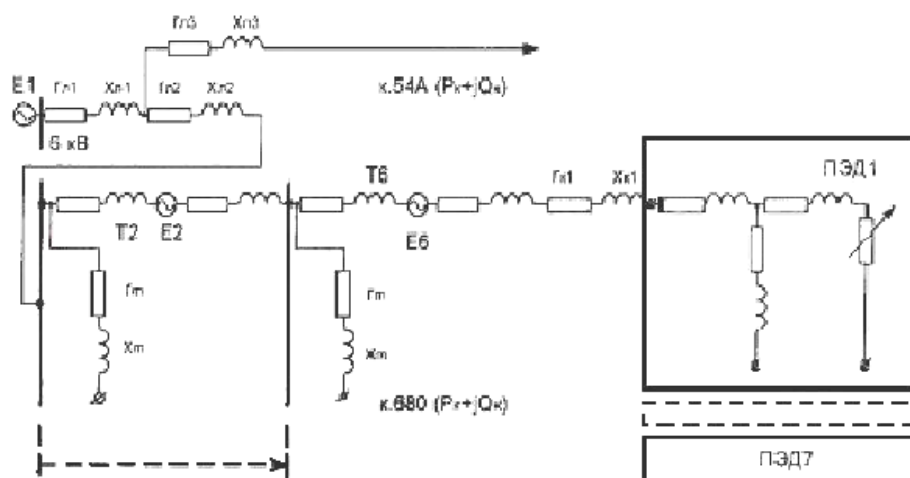


Рисунок 1. Расчетная схема системы электроснабжения куста скважины (на примере Мамонтовского месторождения)

Условия развития схемы электроснабжения куста скважин были представлены в виде изменения длины линии 6 кВ в пределах от 2,5 до 10 км, глубины подвески агрегатов в скважине от 1,5 до 2,5 км, количества работающих агрегатов на кусте от 4 до 7 и степени их загрузки, равной фактической по кусту № 680 и увеличенной на 30 %.

Результаты математического моделирования приведены на рисунке 2 в виде графических зависимостей дебита скважин от входного напряжения

$Q(U_{\text{вх.о.е.}})$, из которых следует, что потери дебита типового куста скважин по причине снижения напряжения на 10 % на входе расчетного участка сети (на шинах 35 кВ подстанции 35/6 кВ) составят 4 % в сутки. При этом, произойдет повышение потребления активной мощности до 10 кВт, снижение уровня реактивной мощности – на 30 квар, а коэффициент мощности для потребителей куста изменится от 0,79 до 0,83.

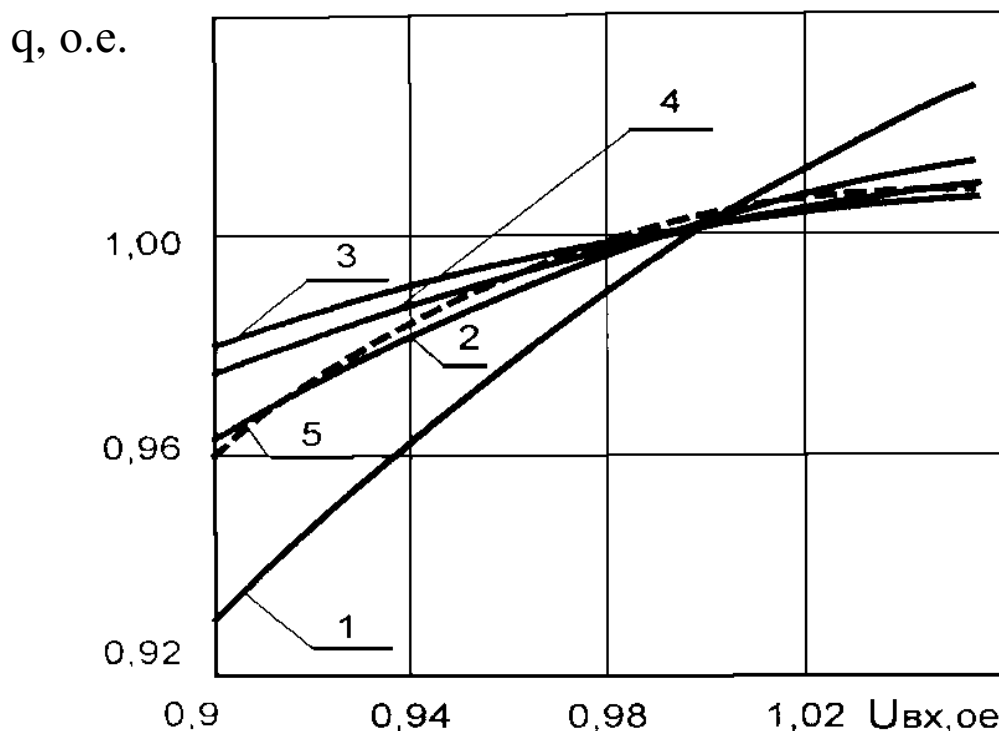


Рисунок 2. Зависимости q скважин куста от $U_{\text{вх}}$ для УЭЦН: 1 – с ПЭД-32; 2 – с ПЭД-45; 3 – с ПЭД-90; 4 – с ПЭД-125; 5 – по средним данным

Известно, что отклонения напряжения питания УЭЦН от установленного (прогнозного) значения являются «функцией управления» режимом напряжения в нефтепромысловой сети, упрощенное выражение которой имеет вид

$$\Delta U_2 = \frac{\partial U_2}{\partial U_s} U_s + \frac{\partial U_2}{\partial K_m} K_m + \frac{\partial U_2}{\partial Q_0} Q_0 + \frac{\partial U_2}{\partial X_c} X_c, \quad (1)$$

где U_2 , $U_{\text{в}}$, $K_{\text{т}}$, Q_0 , X_c – напряжение питания УЭЦН, входное напряжение на ПС 35/6 кВ, суммарный коэффициент трансформации цепи питания

УЭЦН, уровень реактивной мощности и реактивное сопротивление цепи, соответственно.

Из анализа результатов расчетов на модели было установлено, что степень влияния указанных переменных U_B , K_T , Q_0 и X_C на отклонение напряжения U_2 составила, соответственно, (при максимальных и минимальных значениях переменных) 0,665; 0,65; 0,147; 0,14 относительных единиц (о.е.). Отсюда следует, что при изменении напряжения U_B в широких пределах, стабилизация напряжения на зажимах ПЭД U_2 может быть достигнута путем изменения эквивалентного коэффициента трансформации при включении в работу устройств регулирования напряжения под нагрузкой и с отклонением нагрузки. Технические средства компенсации реактивной мощности и потерь на реактивных сопротивлениях цепи выполняют корректирующую роль.

Задача управления режимами электрической сети в условиях отклонения напряжения на шинах подстанции 35/6 кВ формулируется как минимизация целевой функции, учитывающей, с одной стороны, потери от снижения добычи нефти по каждой скважине и месторождению в целом, а с другой – затраты на устранение отрицательного действия этих отклонений. Целевая функция при этом имеет вид:

$$I = \sum_i^n \sum_j^m [\Delta Q_{ij}(r_{ijv}) - G_{ij}(r_{ijv})] \rightarrow \min \quad (2)$$

При $G_{ij} \leq \Delta Q_{ij}(r_{ijv})$,

$i=1,2\dots n$,

$j=1,2\dots m$

$v=1,2\dots k$

$r_{ijv} \in \{0,1\}$,

где ΔQ_{ij} – снижение потерь добычи нефти (в руб.) j -ой скважины ($j=1,2\dots m$) i -го куста ($i=1,2\dots n$) из-за низкого качества напряжения на ши-

нах 0,4 кВ, вызванное введением в действие на принятом интервале времени мер и средств для его повышения;

G_{ij} – стоимость управленческого решения по вводу в действие v -го набора мер и средств ($v=1,2\dots k$) по повышению качества напряжения на шинах 0,4 кВ, от которых получает питание УЭЦН j -ой скважины i -го куста ($i=1,2\dots n$);

$$r_{ijv} = \left\{ \begin{array}{c} r_{1ij} \\ r_{2ij} \\ \dots \\ r_{kij} \end{array} \right\} \quad - \text{v-й набор (вектор) мер и средств, повышающий}$$

качество напряжения на шинах 0,4 кВ, обеспечивающих электроснабжение j -ой скважины i -го куста ($v=1,2\dots k$);

$r_{ijv} \in \{0,1\}$ – единичное управленческое решение по повышению качества напряжения для j -ой скважины i -го куста ($v=1,2\dots k$).

Каждый r_v -й комплект из полного (r_1, r_2, \dots, r_k) набора мер и средств представляет собой совокупность мероприятий по повышению качества напряжения, согласованных с условиями применения его для j -ой скважины i -го куста скважин.

Таким образом, оптимальное управление режимами электрической сети НГДП фактически заключается в минимизации целевой функции (2) при использовании комплекса воздействий из указанного выше набора мероприятий с учетом специфики добычи нефти на конкретном месторождении.

С целью реализации условий, представленных в выражениях (1, 2), функции автоматического управления режимами напряжения и электропотребления, по представлению автора, целесообразно возложить на локальные автоматизированные системы управления электропотреблением (АСУЭ). Управление должно осуществляться путем стабилизации заданного уровня напряжения (на шинах 0,4 кВ), генерации реактивной мощности в опреде-

ленных точках (узлах) схем электроснабжения и допустимого снижения потерь напряжения в элементах схемы, включением в работу дополнительных мощностей трансформации и передачи электроэнергии.

В **третьем разделе** рассмотрена структура обобщенной стратегии технического обслуживания (ТО) электрических сетей и электрооборудования ЭК НГДП.

Под обобщенной стратегией ТО нефтепромыслового электрооборудования понимается программа, основанная на следующих основных принципах: объединение в классы известных подходов, оценка их эффективности, рекомендации по Техническому обслуживанию и ремонту (ТОиР) конкретных видов электрооборудования. Методика обоснования выбора стратегии заключается в следующем:

1. Выбираются несколько стратегий обслуживания нефтепромыслового электрооборудования из числа существующих, которые объединяются в классы $KC1 \bigcup_{i=1}^n C_i$, $KC2 \bigcup_{j=1}^m C_j$, $KC3 \bigcup_{k=1}^r C_k$ по общему признаку - подходу к проведению ТОиР (по факту аварии, по времени эксплуатации, по техническому состоянию). Обобщенная стратегия включает в себя все полученные классы стратегий:

$$OC = \{KC1, KC2, KC3\}.$$

2. Составляется математическая модель M определения эффективности стратегий $p_{i/1}$. Для этого определяется правило выбора рациональной стратегии технического обслуживания и ремонта A .

Для известного множества видов электрооборудования на основании правила выбора устанавливается последовательность пар классов стратегий и выделенных классов электрооборудования (ЭО):

$$OC \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} KC1(\rho_i) \Leftrightarrow \exists O1 \\ KC2(\rho_j) \Leftrightarrow \exists O2 \\ KC3(\rho_k) \Leftrightarrow \exists O3 \end{array} \right\}. \quad (3)$$

Основной математической модели определения эффективности стратегий явилось экономическое обоснование следующих существующих подходов к проведению ТОиР нефтепромыслового электрооборудования: "после отказа" (C_1), "по наработке" (C_2), "плановый" (C_3), "групповой ремонт" (C_4), "минимальный ремонт" (C_5), "по техническому состоянию" (C_6). Стратегия C_1 отнесена к классу $KC1$, стратегии C_2 - C_5 - к $KC2$, а стратегия C_6 - к $KC3$. При составлении обобщенной стратегии ТОиР должны учитываться все подходы (C_1, \dots, C_6) на базе сравнения численных значений минимальных суммарных затрат на эксплуатацию при этих подходах, полученных с учетом стоимостей проведения ремонтов и всех значимых составляющих ущерба.

Математическая модель эффективности представляет собой отношение

$$M_D(\rho) = \frac{C_{ydi}(t)}{C_{ydl}(t)} = \rho_{i/1}, \quad (4)$$

где C_{ydi} , C_{ydl} -удельные затраты на эксплуатацию за время t для i -ой стратегии и стратегии «после отказа», соответственно.

Решение задачи получено путем сравнения численных значений показателя $\rho_{i/1}$ - отношение суммарных затрат на эксплуатацию по различным (конкурирующим) подходам C_i (C_2, \dots, C_6) к затратам, возникающим при эксплуатации электрооборудования по стратегии C_1 «после отказа». Для определения условия предпочтительности i -го и j -го подходов эксплуатации электрооборудования определяется показатель $\rho_{i/j}$.

Правило выбора заключается в том, что рациональный подход к ТОиР для конкретных видов нефтепромыслового электрооборудования определяется по минимальному значению $\rho_{i/1} \cdot A \leq \min p_i$

Обобщенная стратегия проведения ТОиР нефтепромыслового электрооборудования может быть представлена в виде блок-схемы системы управления и регулирования (рисунок 3).



Рисунок 3. Блок-схема стратегии технических обслуживаний электрических сетей и электрооборудования

Управление объектами (в рассматриваемом случае ими являются системы электроснабжения и приемники электрической энергии) осуществляется управляющими воздействиями. Основное из них - оперативно-производственное планирование ТОиР электрооборудования на основании разработанной обобщенной стратегии. Блок контроля осуществляет сбор, преобразование, хранение и передачу информации, полученной с объекта управления путем осмотров, обходов, диагностических обследований (в том числе с использованием систем телемеханики), а также информации, имеющейся в базе данных и содержащей сведения об отказах и авариях в электрических сетях. Функции блока контроля реализуются диспетчерскими (включая центральную) и производственно-энергетическими службами.

Данная информация поступает в «блок рассогласования», где происходит ее сравнение с данными «блока заданий» и, в зависимости от вы-

бранной стратегии, вырабатывается команда постановки электрооборудования на капитальный ремонт, на профилактическое обследование или на продолжение эксплуатации.

Оптимизация ТО может рассматриваться как минимизация вероятностной стоимости эксплуатации электрооборудования. В качестве целевой функции $C(a)$ принята стоимость эксплуатации электрооборудования. В общем виде критерий для нахождения управляющих параметров a ТОиР имеет вид

$$C(a) \rightarrow \min_a, P(a) \leq P_*; a \in A, \quad (5)$$

где P_* - нормативное значение показателя надежности.

Периодичность ТО нефтепромыслового электрооборудования при этом подходе к техническому обслуживанию определяется минимумом функции, которому соответствует оптимальный период ремонта $T_{0\text{ пр}}$

$$C_{\text{вз}}(T_{\text{пр}}) = \frac{1}{T_{\text{пр}}} \left[(C_{\text{ав}} + Y_{\text{ав}}(t_{\text{п}})) \int_0^{T_{\text{пр}}} \omega(t) dt + (C_{\text{пл}} + Y_{\text{пл}}(t_{\text{пл}})) + C_{\text{ТО}}(T_{\text{пр}}) \right] \Rightarrow \min \quad (6)$$

где $\omega(t)$ - параметр потока отказов, $Y_{\text{ав}}(t_{\text{п}})$ – ущерб, связанный с авариями в электрических сетях и отказами электрооборудования; $Y_{\text{пл}}(t_{\text{пл}})$ – ущерб от планового ремонта; $t_{\text{пл}}, t_{\text{п}}$ – соответственно, время планового и аварийного ремонта и простоя оборудования; $C_{\text{ТО}}(T_{\text{пр}})$ - затраты на проведение ТО и затраты по оценке технического состояния; $C_{\text{ТО}}(T_{\text{пр}}) = C_{\text{ТО}} T_{\text{пр}}^\alpha$, где $C_{\text{ТО}}$ - затраты, связанные с оценкой технического состояния и проведением ТО в единицу времени; α -показатель степени ($1 < \alpha \leq 2$).

В четвертом разделе представлен системный анализ результатов эксплуатации покрытых изоляцией и защищенных проводов (ВЛИ) в условиях ЭК НГДП. В результате выявлено, что их применение повышает надежность и экономичность обслуживания линий 0,4 кВ и ВЛ 6(10) кВ нефтепромысловой сети и, следовательно, снижает потери электроэнергии и ущерб от недобора нефти. При этом повышаются требования к устройст-

вам защиты таких линий электропередач в части чувствительности, быстродействия и надежности.

В работе предложены и реализованы новые системы энергообеспечения месторождений в ООО «Энергонефть», в которых для защиты ВЛИ от двух- и трехфазных коротких замыканий применяются цифровые (микропроцессорные) реле защиты электроустановок, обладающие широкими функциональными возможностями, имеющие высокую точность и производящие непрерывную диагностику и самодиагностику. Для защиты ВЛЗ 6(10) кВ наиболее предпочтительными являются токовые защиты REL 511, 541, 543, 8PAC 801 (АББ Реле-Чебоксары), SECAM 1000+ (Schneider Electric) и БМРЗ (ЛЭМЗ).

Экономический эффект от внедрения ВЛИ, обусловленный снижением ущерба из-за уменьшения количества отказов, только за 2000-2003 гг. составил 20,207 млн. руб.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Разработана для ЭК НГДП (ООО «Энергонефть») новая организационная структура, позволяющая повысить эффективность управления и надежность электроснабжения объектов нефтедобычи.

2. На основе математического моделирования решена задача оптимального управления режимами электропотребления основного звена НГДП – системы «УЭЦН - скважина» в условиях отклонений напряжения, характерных для электрических сетей нефтегазодобывающего комплекса.

3. Использование в составе частотно-регулируемого привода УЭЦН сетевых фильтров позволило снизить до 5% уровень искажения синусоидальности кривой напряжения в сети 6/0,4 кВ, уменьшило тем самым возможность перегрева трансформаторов, конденсаторных батарей и электродвигателей насосных установок.

4. Доказана целесообразность применения покрытых изоляцией и защищенных электропроводов в экстремальных условиях функционирования нефтегазодобывающих комплексов Западной Сибири. Реконструкция воздушных линий ВЛ 6 (10 кВ) в ООО «Энергонефть», заменой неизолированных проводов на изолированные, привела к повышению надежности электроснабжения нефтепромыслов.

5. Реализована новая стратегия технического обслуживания оборудования электрической сети ЭК НГДП на основе использования современных средств и систем диагностики.

Результаты исследований явились основой для разработки пяти нормативных документов, регламентов и инструкций по организации оптимальной структуры управления ЭК НГДП (ООО «Энергонефть»), по созданию и реализации программы управления энергосбережением на объектах нефтедобычи: «буровая установка - ЭК» и «УЭЦН - скважина».

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих печатных работах.

1. Ершов М.С., Моделирование электропотребления в промышленного электроснабжения. / Ершов М.С., Головатов С.А., Григорьев Г.Я. // Промышленная энергетика. – М.: РНГЖ, 1999, № 5. – С.16-18.

2. Абрамович Б.Н., Воздушные линии 6(10) кВ с защищенными проводами - средство повышения надежности и экономичности электроснабжения объектов нефтедобычи. / Абрамович Б.Н., Григорьев Г.Я., Гульков В.М. // Энергетика Тюменского региона, 2001, № 3. - С.18-22.

3. Григорьев Г.Я. Проблемы энергосбережения при эксплуатации нефтепромысловых объектов // Материалы Всерос. научн.-техн. конференции «Проблемы развития ТЭК Западной Сибири на современном этапе». – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2001. – С.9-11.

4. Григорьев Г.Я., Анализ способов стабилизации напряжения на кустах скважин, оборудованных УЭЦН / Григорьев Г.Я., Ведерников В.А. // Материалы Всерос. научн.-техн. конференции «Проблемы развития ТЭК Западной Сибири на современном этапе». – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2001. – С.84-85.

5. Григорьев Г.Я. Разработка решений по обеспечению энергосбережения при эксплуатации нефтепромысловых объектов в ОАО «Юганскнефтегаз» // Тр. Всерос. научн.-техн. конференции «Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы». – Альметьевск: Изд-во АлНИ, 2001. Т2. – С.146-151.

6. Абрамович Б.Н., Электромагнитная совместимость электрооборудования электрических сетей 6-35 кВ. / Абрамович Б.Н., Григорьев Г.Я., Кабанов С.О., Сергеев А.М. // Энергетика Тюменского региона, 2001, № 4. – С.22-27.

7. Абрамович Б.Н., Воздушные линии с покрытыми изоляцией проводами. /Абрамович Б.Н., Григорьев Г.Я., Гульков В.М., Полищук В.В., Сергеев А.М./ – СПб.: Изд-во СПбГТУ, 2002. – 100 с.

8. Ведерников В.А., Оценка влияния качества напряжения 0,4 кВ на кустах с УЭЦН на показатели работы скважинного оборудования. / Ведерников В.А., Григорьев Г.Я., Евсеенко Д.В. // Энергетика Тюменского региона, 2002. № 1. – С.18-24.

9. Ведерников В.А., Оценка показателей работы куста скважин с УЭЦН / Ведерников В.А., Григорьев Г.Я. // Изв. вузов. Нефть и газ, 2002. № 4, - Тюмень: ТюмГНГУ, 2002 г. - С.40-44.

10. Ведерников В.А., Особенности выбора преобразователей частоты для электропривода наружных насосных установок (УЭЦН) / Ведерников В.А., Лысова О.А., Григорьев Г.Я. // Энергетика Тюменского региона, 2004. № 1. – С.32-34.

11. Григорьев Г.Я. Обеспечение энергосбережения при эксплуатации нефтепромысловых объектов // Материалы 4-й Всерос. научн.-техн. конференции «Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий». – Тюмень: Изд-во ТюмГНГУ, 2004. – С.48-53.

12. Григорьев Г.Я. Обеспечение электроснабжения на объектах нефтедобычи на примере ОАО «Юганскнефтегаз» // Сб.тр. Института нефти и газа. – Тюмень: изд-во «Вектор Бук», 2004. с. 105-110.

13. Пат. № 2203920 РФ. МПК 6 С 09 К 7/00. Буровой раствор / Зозуля Г.П., Гейхман М., Грошева Т.В., Герасимов Г.Т., Григорьев Г.Я., Андреев В.С., Дунаев А.И., Шенбергер В.М. - № 2001113592: Заявлено от 18.05.2001. Оpubл. 10.05.2003.

Соискатель

Г.Я.Григорьев

Подписано к печати _____ 2005 г.

Бум. писч. №1

Заказ № _____

Уч.-изд. л.

Формат 60×84 ¹/₁₆

Усл. печ. л.

Отпечатано на RISO GR 3750

Тираж 100 экз.

Издательство «Нефтегазовый университет»

Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования

«Тюменский государственный нефтегазовый университет»

625000, Тюмень, ул. Володарского, 38

Отдел оперативной полиграфии издательства «Нефтегазовый университет»

625039, Тюмень, ул. Киевская, 52