

На правах рукописи



Сипайлов Вадим Андреевич

**ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ УСТАНОВОК
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ
МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

Специальность: 05.09.03 – электротехнические комплексы и системы

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание
ученой степени кандидата технических наук

Томск – 2009

Работа выполнена на кафедре электропривода и электрооборудования
Государственного образовательного учреждения высшего профессионального
образования «Томский политехнический университет»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Букреев Виктор Григорьевич

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Казанцев Юрий Михайлович

кандидат технических наук, доцент
Рикконен Сергей Владимирович

Ведущая организация: Обособленное подразделение
«Научно-исследовательский институт
автоматики и электромеханики
Томского государственного
университета систем управления
и радиоэлектроники» (г. Томск)

Защита диссертации состоится 21 октября 2009 года в 15 часов
на заседании совета по защите докторских и кандидатских диссертаций
Д 212.269.11 при Томском политехническом университете в ауд. 217
8-го учебного корпуса по адресу: 634050, г. Томск, ул. Усова, 7.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Томского
политехнического университета по адресу: 634034, г. Томск, ул. Белинского, 55
или на сайте: www.lib.tpu.ru.

Автореферат разослан 18 сентября 2009 года.

Ученый секретарь совета по защите
докторских и кандидатских
диссертаций

_____ Ю.Н. Дементьев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Нефтедобывающая отрасль играет огромную роль в экономике России, в связи с чем повышение эффективности электротехнических комплексов нефтедобычи, характеризующихся осложненными условиями эксплуатации и высоким уровнем энергоемкости (расходы на электроэнергию составляют от 30 до 50 % от общей суммы затрат), является актуальной задачей.

Одними из основных электротехнических комплексов механизированной добычи нефти являются установки с электроцентробежными насосами (УЭЦН). В РФ около 35 % всех нефтяных скважин оснащены УЭЦН, ими обеспечивается основной объем добычи нефти (более 50 %).

Результаты исследований зарубежных и отечественных ученых показывают, что задача повышения эффективности УЭЦН может быть решена за счет использования регулируемого электропривода и применения оптимальных алгоритмов управления.

Решением проблемы повышения эффективности эксплуатации УЭЦН с асинхронным электроприводом занимаются многие ведущие отечественные и зарубежные исследователи: В.А. Ведерников, М.С. Ершов, А.М. Зюзев, В.Н. Ивановский, Б.Г. Меньшов, А.Д. Яризев, Kloeppel F., Drehsler P. и другие.

Однако существующие системы управления работой УЭЦН нельзя в полной мере рассматривать как интеллектуальные, так как они не обеспечивают принятия решения по установлению наиболее рациональных параметров технологического режима для условий, сложившихся на определенном интервале времени.

Указанные обстоятельства определили выбор **объекта исследования**, которым является электротехнический комплекс «Установка электроцентробежного насоса», а также **предмета исследования** – установившиеся режимы работы УЭЦН.

Целью диссертационной работы является оптимизация установившихся режимов работы УЭЦН с регулируемым электроприводом.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие задачи:

1. Рассмотреть перспективы и экономическую целесообразность применения регулируемого электропривода в структуре УЭЦН.

2. Сформулировать задачу оптимизации установившихся режимов работы УЭЦН с обоснованием критерия, параметров оптимизации и ограничений.

3. Провести системный анализ параметров, определяющих показатели работы УЭЦН, и выявить наиболее значимые факторы.

4. Разработать математическую модель УЭЦН, учитывающую основные технические и технологические параметры.

5. Разработать алгоритм управления, обеспечивающий оптимизацию установившихся режимов работы УЭЦН.

6. Оценить эффективность разработанного алгоритма путем имитационного моделирования и экспериментальных испытаний на скважине.

Методы исследований. В процессе исследования использовались принципы системного анализа, теории оптимизации, метод планирования эксперимента, программные среды RosPump и MatLab с приложениями Power System Blockset и Simulink.

Достоверность полученных результатов. Обоснованность и достоверность научных выводов и результатов базируется на использовании известных положений теории электрических машин и электропривода, работы скважинных центробежных погружных насосов, движения газоводонефтяной смеси; подтверждается математическим моделированием в современных программных продуктах, а также достаточной сходимостью результатов теоретических и экспериментальных исследований.

Научная новизна работы.

1. Предложен технико-экономический критерий оптимизации работы УЭЦН, отличающийся совместным учетом технических и экономических показателей и позволяющий оценивать в реальном времени эффективность функционирования установки с позиции рентабельности нефтедобычи.

2. Синтезирована модель УЭЦН как элемента системы «УЭЦН-скважина», объединяющая модели гидро- и электромеханической подсистем и учитывающая взаимное влияние технологических и технических параметров подсистем.

3. Разработан алгоритм управления, обеспечивающий оптимизацию установившихся режимов работы УЭЦН с позиции рентабельности нефтедобычи путем регулирования частоты вращения погружного агрегата.

Основные положения, защищаемые автором.

1. Критерий оптимального (с позиции системы верхнего уровня – комплекс нефтедобычи) функционирования УЭЦН и алгоритм управления установившимися режимами работы УЭЦН в технологической системе «УЭЦН-скважина».

2. Математическая модель УЭЦН, учитывающая основные технологические и технические параметры системы «УЭЦН-скважина».

3. Результаты теоретических и экспериментальных исследований установившихся режимов работы УЭЦН.

Практическая ценность работы.

1. Разработана методика синтеза математической модели УЭЦН как элемента системы «УЭЦН-скважина», позволяющая получать модель в виде уравнений регрессии, в явном виде связывающих параметры УЭЦН, управляющие воздействия и возмущающие факторы.

2. Разработан комплекс программ, позволяющий рассчитывать параметры текущего состояния системы «УЭЦН-скважина» в реальном времени и определять оптимальные значения управляющих воздействий – скорость вращения погружного агрегата, частоту и величину напряжения преобразователя частоты УЭЦН.

Реализация результатов. Результаты исследований использованы в ОАО «Сургутнефтегаз» в виде рекомендаций по изменению силовой схемы станций управления установками механизированной добычи нефти. При этом

фактическое снижение потребляемой активной мощности и затрат на электроэнергию составило 3,7 % (без изменения производственных показателей установок).

Результаты оптимизации установившихся режимов работы в виде алгоритмов, программ и рекомендаций внедрены на предприятии ООО «Стимул-Т», г. Томск. Эффект от внедрения выразился в увеличении дебита нефти на 2,26 т/сут (14,56 %) и прибыли предприятия на 5,9 %.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались, обсуждались и получили одобрение на научно-технической конференции молодых ученых и специалистов ОАО «Сургутнефтегаз» (Сургут, 2005); Всероссийской научно-технической конференции «Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования» (Томск, 2006); Международной научно-технической конференции «Электромеханические преобразователи энергии» (Томск, 2007); Международной научно-практической конференции «Современные техника и технологии» (Томск, 2008, 2009); Всероссийской конференции «Разработки молодых специалистов в области энергетики» (Москва, 2008); Всероссийской научной конференции «Наука, технологии, инновации» (Новосибирск, 2008).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 10 печатных работ, в том числе 2 статьи в журналах, рекомендуемых ВАК для публикации основных научных результатов диссертации на соискание ученой степени кандидата наук, 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, 1 положительное решение по заявке на полезную модель.

Структура диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, четырех разделов и заключения, изложена на 154 страницах машинописного текста и содержит 32 рисунка, 19 таблиц, библиографический список из 126 наименований, 5 приложений.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении дана краткая характеристика работы, обоснована актуальность темы, определены объект и предмет исследований, сформулированы цель и задачи исследований, определены научная новизна и практическая значимость работы.

В первой главе выделен объект исследования – установка электроцентробежного насоса, рассмотрены особенности и параметры технологической системы «УЭЦН-скважина», а также пути повышения эффективности работы УЭЦН.

Выполнен технико-экономический анализ различных структур УЭЦН и обосновано применение установки с частотно регулируемым электроприводом как варианта с наименьшими затратами на эксплуатацию.

Результаты оценки различных вариантов структуры УЭЦН представлены в таблице 1 (1 – базовая структура УЭЦН, включающая скважинный трансформатор – ТМПН, станцию управления – СУ, кабельную линию – КЛ, погружной электродвигатель – ПЭД, насос – ЦН, гидрозашиту, колонну

насосно-компрессорных труб – НКТ, устьевую арматуру; 2 – УЭЦН с установкой компенсации реактивной мощности; 3 – УЭЦН с преобразователем частоты – ПЧ).

Таблица 1 – Затраты для различных вариантов структуры УЭЦН (по состоянию на 2008 год)

Затраты, руб. (на одну скважину)	Структура УЭЦН		
	1	2	3
Единовременные капитальные вложения	1 957 000	1 959 000	2 131 000
Затраты на ремонт	332 411	332 411	262 183
Затраты на электроэнергию	468 993	461 049	184 534
Затраты на амортизацию	389 410	389 660	411 160
Ежегодные издержки	1 190 814	1 183 120	857 877
Расчетные затраты за срок службы УЭЦН (4,1 года)	4 882 337	4 850 792	3 517 297
Снижение затрат относительно базовой структуры УЭЦН, руб.	–	31 545	1 365 040

Показано, что модернизация УЭЦН за счет применение частотно регулируемого электропривода является радикальным способом снижения затрат (до 30% за срок службы установки) относительно базовой структуры УЭЦН.

За расчетный срок эксплуатации экономический эффект только за счет снижения затрат на электроэнергию может составлять около миллиона рублей на одну установку.

Во второй главе поставлена задача оптимизации режимов работы УЭЦН – выбран критерий и параметры оптимизации, обоснованы ограничения, предложена методика синтеза математической модели.

Показано, что в качестве критерия оптимального функционирования УЭЦН целесообразно использовать отклонение фактического коэффициента рентабельности по электроэнергии от планового, так как такой критерий в наиболее обобщенном виде характеризует деятельность предприятия, отвечает системному подходу и современным стратегиям построения систем управления нефтедобывающим оборудованием.

Коэффициент рентабельности по расходу электроэнергии характеризует изменение себестоимости продукции в зависимости от затрат на электроэнергию $I_{ээ}$

$$K_{рен.ээ} = C_n / I_{ээ} - 1, \quad (1)$$

где C_n – стоимость единицы реализуемой продукции (нефти), руб./т.

Задача оптимизации установившихся режимов работы УЭЦН, решаемая средствами управления, направлена на минимизацию отклонения фактического коэффициента рентабельности $K_{рен.ээ.ф.}$ от планового $K_{рен.ээ.пл.}$ за счет регулирования частоты ω вращения насосного агрегата

$$\Delta K_{рен.ээ}(\omega, \bar{X}) = [K_{рен.ээ.ф.}(\omega, \bar{X}) - K_{рен.ээ.пл.}] \rightarrow \min ,$$

$$\Delta K_{рен.ээ}(\omega, \bar{X}) \geq 0 , \quad (2)$$

где \bar{X} – вектор параметров жидкости, пласта, скважины и оборудования.

Такой подход позволяет увеличить объем добычи нефти из скважин с высокой рентабельностью и снизить из скважин с низкой рентабельностью и, соответственно, повысить эффективность предприятия.

Фактический коэффициент рентабельности по электроэнергии

$$K_{рен.ээ.ф.} = \frac{C_n \cdot Q_n}{C_{ээ} \cdot P_1} - 1 \quad (3)$$

включает экономические (C_n – стоимость 1 т нефти и $C_{ээ}$ – стоимость 1 кВт электроэнергии) и технические (Q_n – дебит нефти, т/ч, P_1 – потребляемая установкой мощность, кВт) параметры.

Таким образом, при известных параметрах жидкости и сложившихся на данный момент экономических условиях задача оптимизации работы УЭЦН сводится к регулированию дебита и потребляемой мощности, которые являются параметрами оптимизации на заданном интервале управления

$$Q_{жс}, P_1 = F(\omega(t), \bar{X}_1(t), \bar{X}_2(t), \bar{X}_3(t), \bar{X}_4(t)), \quad (4)$$

где $Q_{жс}$ – дебит жидкости; $\bar{X}_1(t), \bar{X}_2(t), \bar{X}_3(t), \bar{X}_4(t)$ – векторы параметров жидкости (обводненность, газовый фактор, плотность, вязкость и др.), пласта (пластовое давление, проницаемость, насыщенность и др.), скважины (геометрия, инклинограмма, буферное давление, затрубное давление и др.) и установленного оборудования на интервале управления.

Задача оптимизации решается в пределах технологических ограничений. К основным ограничениям относятся:

– уровни давления на приеме насоса

$$P_{пр.мин} \leq P_{пр} \leq P_{пр.макс} , \quad (5)$$

– погружение насоса под динамический уровень

$$H_{погр} \leq H_{погр.доп} , \quad (6)$$

– допустимая температура обмотки статора ПЭД

$$\theta_{обм} \leq \theta_{обм.доп} , \quad (7)$$

– скорость движения охлаждающей электродвигатель жидкости

$$v_{жс} \geq v_{жс.доп} , \quad (8)$$

уровень вибраций погружного агрегата

$$\lambda \leq \lambda_{доп} . \quad (9)$$

Для решения задачи оптимизации предложена методика синтеза математической модели УЭЦН как элемента технологической системы «УЭЦН-скважина», основанная на методе планирования эксперимента и использовании профессиональных программных продуктов, которая включает ряд этапов:

- разделение исследуемой системы «УЭЦН-скважина» на подсистемы, анализ параметров и выбор наиболее подходящей среды моделирования для каждой из подсистем;
- проведение вычислительных экспериментов в соответствии с разработанным планом;
- обработка результатов вычислительных экспериментов;
- проверка адекватности синтезированной модели.

В силу существенного различия постоянных времени протекания гидравлических и электромеханических процессов исследуемую систему целесообразно разделить на гидромеханическую и электромеханическую подсистемы, имеющие свои внутренние, входные и выходные параметры и связанные между собой посредством таких показателей, как частота вращения, полезный момент на валу M_2 и температура жидкости $\theta_{ж}$ (рисунок 1).

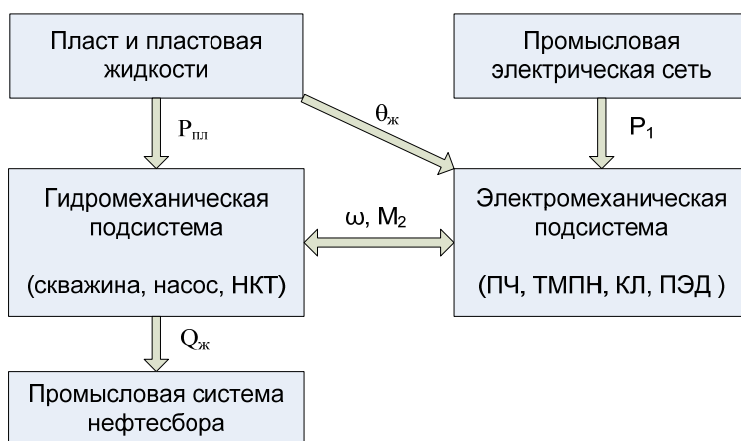


Рисунок 1 – Гидро- и электромеханическая подсистемы и их связи

Предложенная методика позволяет получить модель УЭЦН в виде уравнений регрессии, связывающих в явном виде параметры оптимизации с управляющими и возмущающими воздействиями.

В третьей главе проведен обзор и выбор программных продуктов, предназначенных для моделирования гидро- и электромеханических систем.

На основе оценки возможностей различных программ и точности воспроизведения параметров гидравлических процессов применительно к моделированию режимов работы УЭЦН экспериментальной скважины в качестве среды моделирования гидромеханической подсистемы выбрана программа RosPump. Максимальное отклонение рассчитанных данных (дебит, динамический уровень $H_{дин}$, забойное давление $P_{заб}$) от замеренных составило (с учетом погрешности измерений) около 8 %.

Моделирование гидромеханической подсистемы в среде RosPump подтвердило необходимость определения рабочей точки УЭЦН с учетом реальных характеристик системы, в частности, пластового $P_{пл}$ и буферного $P_{буф}$ давлений.

В качестве среды моделирования электромеханической подсистемы выбран пакет MatLab, приложение Power System Blockset которого включает

модели всех объектов выделенной электромеханической подсистемы. На базе моделей Power System Blockset в среде MatLab построена модель электромеханической подсистемы (рисунок 2).

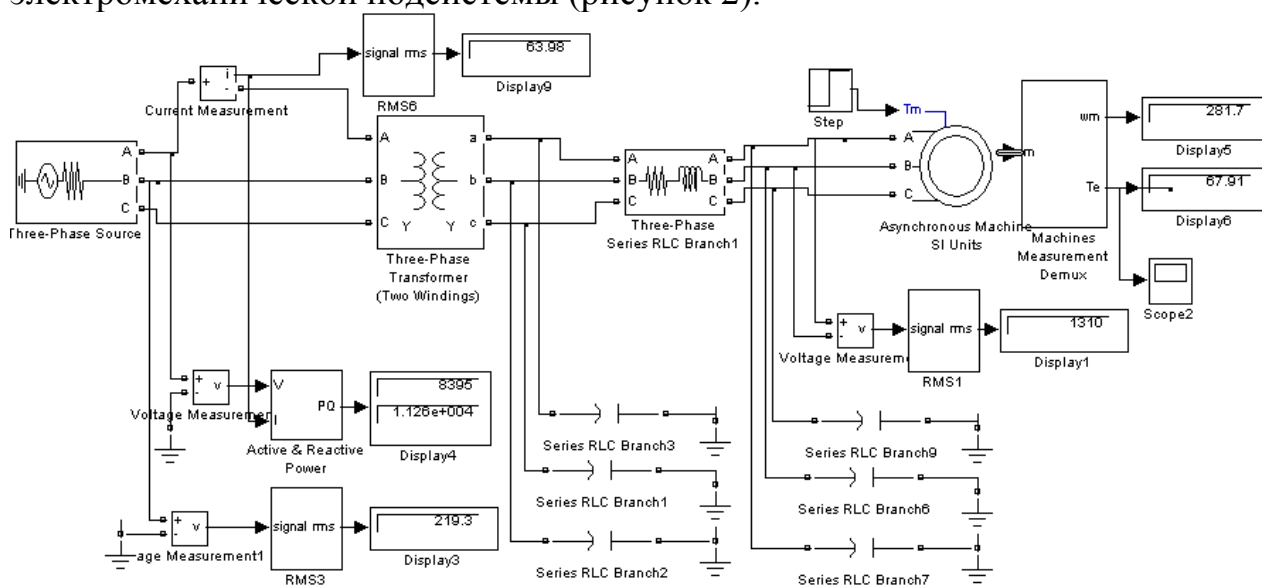


Рисунок 2 – Модель электромеханической подсистемы в MatLab

С целью повышения точности расчетов в модели асинхронного двигателя электромеханической подсистемы учтено изменение активных сопротивлений обмоток машины в зависимости от их теплового состояния, а также влияние механических и добавочных потерь в виде дополнительного момента сопротивления на валу двигателя. Сравнение экспериментальных рабочих характеристик ПЭД, полученных при периодических испытаниях, с расчетными характеристиками на модели подтвердило достаточно высокую точность модели двигателя: максимальное отклонение рассчитанного на модели тока, соответствующего области малых нагрузок, не превышает 9 %. С увеличением нагрузки погрешность уменьшается и составляет для номинального тока не более 2 %.

Моделирование УЭЦН экспериментальной скважины подтвердило адекватность модели – отклонение расчетных значений технологических показателей (дебит жидкости, давление на приеме насоса P_{np} , потребляемый установкой ток I_1) от измеренных значений (с учетом погрешности измерений) не превышает 10 %, что подтверждает возможность синтеза эффективной модели УЭЦН как элемента системы «УЭЦН-скважина».

В четвертой главе разработан алгоритм управления установившимися режимами работы УЭЦН.

Показано, что требованиям, предъявляемым к электроприводу УЭЦН в отношении динамики, глубины регулирования частоты вращения, надежности, наиболее полно отвечает схема преобразователя частоты с автономным инвертором напряжения и широтно-импульсной модуляцией.

В соответствии с методикой, описанной во второй главе, путем проведения вычислительных экспериментов с помощью математических моделей подсистем произведен синтез модели УЭЦН. При этом использованы

ортогональный центральный композиционный план второго порядка (для гидромеханической подсистемы) и линейный план полного факторного эксперимента (для электромеханической подсистемы).

На основе моделирования гидромеханической подсистемы выбраны влияющие факторы и пределы их изменения: $P_{пл} = 20,4 - 25,5$, МПа, $P_{б\ddot{y}ф} = 3 - 10$, МПа; $\omega = 243,79 - 365,68$, рад/с; относительное значение частоты $\alpha = f / f_n = 0,8 - 1,2$ и величины напряжения $\gamma = U_1 / U_{1н} = 0,8 - 1,1$ на выходе ПЧ; коэффициент загрузки двигателя $K_M = M_2 / M_{2н} = 0,25 - 1$ (индексом «н» помечены номинальные значения величин).

С целью повышения точности аппроксимации исследуемые диапазоны изменения влияющих факторов разбиты на интервалы (таблицы 2, 3).

Таблица 2 – Факторы и пределы их варьирования для гидромеханической подсистемы

Обозначение	Факторы	Основной уровень	Нижний уровень	Верхний уровень	Интервал варьирования
1-й интервал					
X_1	ω , рад/с	274,26	243,79	304,74	30,47
X_2	$P_{пл}$, МПа	22,95	20,4	25,5	2,55
X_3	$P_{б\ddot{y}ф}$, МПа	5,5	3	8	2,5
2-й интервал					
X_1	ω , рад/с	335,21	304,74	365,68	30,47
X_2	$P_{пл}$, МПа	24,225	22,95	25,5	1,275
X_3	$P_{б\ddot{y}ф}$, МПа	8	6	10	2

Таблица 3 – Факторы и пределы их варьирования для электромеханической подсистемы

Обозначение фактора	Факторы	Основной уровень	Нижний уровень	Верхний уровень	Интервал варьирования
1-й интервал					
X_1	α	0,9 (45 Гц)	0,8 (40 Гц)	1 (50 Гц)	0,1 (5 Гц)
X_2	K_M	0,375	0,25	0,5	0,125
X_3	γ	0,9	0,8	1	0,1
2-й интервал					
X_1	α	1,1 (55 Гц)	1 (50 Гц)	1,2 (60 Гц)	0,1 (5 Гц)
X_2	K_M	0,75	0,5	1	0,25
X_3	γ	1,05	1	1,1	0,05

В результате обработки вычислительных экспериментов для каждого интервала получены системы уравнений типа

$$Q_{жс}, M_2, P_{np} = F_1(\omega, P_{буф}, P_{пл}), \quad (10)$$

$$I_1, \omega, \eta = F_2(\alpha, K_M, \gamma), \quad (11)$$

где η – коэффициент полезного действия.

Уравнения регрессии, записанные в кодированных значениях факторов, позволяют анализировать влияние факторов на функцию отклика.

Для первого интервала (изменение частоты вращения двигателя «вниз» от номинальной) уравнения записываются следующим образом

$$Q_{жс} = 35,2904 + 7,66163 \cdot x_1 + 5,3571 \cdot x_2 - 5,4817 \cdot x_3, \quad (12)$$

$$M_2 = 52,2448 + 12,6792 \cdot x_1 + 1,8883 \cdot x_2 - 1,7647 \cdot x_3, \quad (13)$$

$$P_{np} = 9,344 - 2,2115x_1 + 0,9955 \cdot x_2 + 1,5835 \cdot x_3 + \\ + 0,1826 \cdot x_1 \cdot x_2 - 0,1806 \cdot x_1 \cdot x_3 - 0,1766 \cdot x_2 \cdot x_3. \quad (14)$$

Здесь x_1, x_2, x_3 – кодированные значения частоты вращения ротора, пластового и буферного давления.

Для второго интервала (изменение частоты вращения двигателя «вверх» от номинальной) уравнения регрессии выглядят следующим образом

$$Q_{жс} = 48,4604 + 8,4222 \cdot x_1 + 2,0925 \cdot x_2 - 3,6123 \cdot x_3, \quad (15)$$

$$M_2 = 80,0683 + 16,2116 \cdot x_1, \quad (16)$$

$$P_{np} = 6,8096 - 2,3963 \cdot x_1 + 0,6506 \cdot x_2 + 1,0301 \cdot x_3 + \\ + 0,0938 \cdot x_1 \cdot x_2 - 0,0663 \cdot x_1 \cdot x_3 - 0,1682 \cdot x_1^2 + 0,0884 \cdot x_2^2 + 0,105 \cdot x_3^2. \quad (17)$$

Из представленных уравнений следует, что производительность установки (дебит жидкости) при определенных параметрах жидкости в наибольшей степени зависит от угловой частоты вращения ротора – с увеличением ω производительность насоса увеличивается. С увеличением пластового давления дебит также увеличивается, однако влияние пластового давления на дебит несколько меньше буферного.

В именованных единицах уравнения для первого интервала приобретают вид

$$Q_{жс} = -69,817 + 0,2514 \cdot \omega + 2,1008 \cdot P_{пл} - 2,1927 \cdot P_{буф}, \quad (18)$$

$$M_2 = -74,98 + 0,4161 \cdot \omega + 0,7405 \cdot P_{пл} - 0,7059 \cdot P_{буф}, \quad (19)$$

$$P_{np} = 24,5233 - 0,1135 \cdot \omega - 0,1018 \cdot P_{пл} + 1,9195 \cdot P_{буф} + \\ + 0,0024 \cdot \omega \cdot P_{пл} - 0,0024 \cdot \omega \cdot P_{буф} - 0,0277 \cdot P_{пл} \cdot P_{буф}. \quad (20)$$

Для второго интервала

$$Q_{жс} = -69,5036 + 0,2764 \cdot \omega + 1,6412 \cdot P_{пл} - 1,8061 \cdot P_{буф}, \quad (21)$$

$$M_2 = -98,2809 + 0,5321 \cdot \omega, \quad (22)$$

$$P_{np} = 46,6089 - 0,00692 \cdot \omega - 2,9339 \cdot P_{пл} + 0,4596 \cdot P_{буф} + 0,0024 \cdot \omega \cdot P_{пл} - \\ - 0,00109 \cdot \omega \cdot P_{буф} - 0,00018 \cdot \omega^2 + 0,05439 \cdot P_{пл}^2 + 0,02624 \cdot P_{буф}^2. \quad (23)$$

Уравнения (11) в кодированных значениях факторов выглядят следующим образом:

для первого интервала

$$I_1 = 0,6001 - 0,0257 \cdot x_1 + 0,0509 \cdot x_2 + 0,026 \cdot x_3 + 0,0173 \cdot x_1 \cdot x_2 -$$

$$- 0,0151 \cdot x_1 \cdot x_3 - 0,0173 \cdot x_2 \cdot x_3 - 0,0048 \cdot x_1 \cdot x_2 \cdot x_3, \quad (24)$$

$$\omega = 0,9287 + 0,1004 \cdot x_1 - 0,0067 \cdot x_2 + 0,0041 \cdot x_3 - 0,001 \cdot x_1 \cdot x_2 +$$

$$+ 0,0016 \cdot x_1 \cdot x_3 + 0,0023 \cdot x_2 \cdot x_3, \quad (25)$$

$$\eta = 0,6828 + 0,0298 \cdot x_1 + 0,0428 \cdot x_2 - 0,0136 \cdot x_3 - 0,0121 \cdot x_1 \cdot x_2 +$$

$$+ 0,0086 \cdot x_1 \cdot x_3 + 0,0120 \cdot x_2 \cdot x_3 + 0,0012 \cdot x_1 \cdot x_2 \cdot x_3, \quad (26)$$

для второго интервала

$$I_1 = 0,8309 + 0,0376 \cdot x_1 + 0,1943 \cdot x_2 - 0,0237 \cdot x_3 + 0,0411 \cdot x_1 \cdot x_2 -$$

$$- 0,0119 \cdot x_1 \cdot x_3 - 0,0257 \cdot x_2 \cdot x_3 - 0,0049 \cdot x_1 \cdot x_2 \cdot x_3, \quad (27)$$

$$\omega = 1,1147 + 0,096 \cdot x_1 - 0,0171 \cdot x_2 + 0,0056 \cdot x_3 - 0,0044 \cdot x_1 \cdot x_2 +$$

$$+ 0,0016 \cdot x_1 \cdot x_3 + 0,003 \cdot x_2 \cdot x_3 + 0,001 \cdot x_1 \cdot x_2 \cdot x_3. \quad (28)$$

$$\eta = 0,745 - 0,0014 \cdot x_1 - 0,0156 \cdot x_2 + 0,0097 \cdot x_3 - 0,0129 \cdot x_1 \cdot x_2 +$$

$$+ 0,0042 \cdot x_1 \cdot x_3 + 0,0094 \cdot x_2 \cdot x_3 + 0,0013 \cdot x_1 \cdot x_2 \cdot x_3. \quad (29)$$

Здесь x_1, x_2, x_3 – кодированные значения α, γ и K_M .

Анализ представленных уравнений показывает, что все функции отклика зависят как от всех варьируемых факторов, так и от их взаимодействий. При этом на величину потребляемого УЭЦН тока наибольшее влияние оказывает величина нагрузки.

В именованных единицах уравнения приобретают вид:

для первого интервала

$$I_1 = 0,3922 - 0,719 \cdot \alpha - 2,722 \cdot K_M + 0,8365 \cdot \gamma + 4,864 \cdot \alpha \cdot K_M -$$

$$- 0,0625 \cdot \alpha \cdot \gamma + 2,096 \cdot K_M \cdot \gamma - 3,87 \cdot \alpha \cdot K_M \cdot \gamma, \quad (30)$$

$$\omega = 0,1742 + 0,8885 \cdot \alpha - 0,1456 \cdot K_M - 0,174 \cdot \gamma - 0,082 \cdot \alpha \cdot K_M +$$

$$+ 0,1625 \cdot \alpha \cdot \gamma + 0,184 \cdot K_M \cdot \gamma. \quad (31)$$

$$\eta = 0,8054 + 0,2185 \cdot \alpha + 1,1464 \cdot K_M - 0,9385 \cdot \gamma - 1,856 \cdot \alpha \cdot K_M +$$

$$+ 0,49 \cdot \alpha \cdot \gamma + 0,072 \cdot K_M \cdot \gamma + 0,99 \cdot \alpha \cdot K_M \cdot \gamma, \quad (32)$$

для второго интервала

$$I_1 = 0,6992 - 1,43 \cdot \alpha - 3,365 \cdot K_M + 0,469 \cdot \gamma + 5,729 \cdot \alpha \cdot K_M +$$

$$+ 0,545 \cdot \alpha \cdot \gamma + 2,222 \cdot K_M \cdot \gamma - 3,89 \cdot \alpha \cdot K_M \cdot \gamma, \quad (33)$$

$$\omega = -0,2557 + 1,3545 \cdot \alpha + 0,7652 \cdot K_M + 0,21 \cdot \gamma - 0,984 \cdot \alpha \cdot K_M -$$

$$- 0,25 \cdot \alpha \cdot \gamma - 0,61 \cdot K_M \cdot \gamma + 0,77 \cdot \alpha \cdot K_M \cdot \gamma. \quad (34)$$

$$\eta = 0,8136 + 0,3315 \cdot \alpha + 0,943 \cdot K_M - 0,412 \cdot \gamma - 1,63 \cdot \alpha \cdot K_M +$$

$$+ 0,04 \cdot \alpha \cdot \gamma - 0,416 \cdot K_M \cdot \gamma + 1,06 \cdot \alpha \cdot K_M \cdot \gamma. \quad (35)$$

Сравнение расчетных и экспериментальных данных (таблица 4) показывает, что уравнения (10)-(11) с высокой точностью воспроизводят установившиеся режимы (расхождение расчетных и замеренных данных

с учетом погрешности измерительного прибора не превышает 10 %) и могут быть положены в основу алгоритма управления УЭЦН.

Таблица 4 – Результаты оценки адекватности модели УЭЦН

Измеренные величины							Расчет	Погрешность
№ замера	I_1, A	U_1, B	$f, Гц$	$P_{буф}, МПа$	$P_{пр}, МПа$	$Q_{ж}, м^3/сут$	$Q_{ж}, м^3/сут$	$Q_{ж}, \%$
1	15,86	345,80	45,50	8,00	11,43	36,40	35,927	1,3
2	16,20	345,80	45,50	3,00	8,8	46,10	47,163	-2,31
3	16,20	353,40	46,50	8,00	11,02	38,40	37,425	2,54
4	16,54	361,00	47,50	8,00	10,54	40,10	38,542	3,89
5	16,88	368,60	48,50	8,00	10,08	41,70	39,797	4,56

Характер зависимости $Q_{ж} = F(\omega, P_{буф})$, построенной при фиксированном значении пластового давления $P_{пл} = 25,5$ МПа (рисунок 3), подтверждает необходимость учета влияния буферного давления на показатели работы УЭЦН при разработке алгоритма управления.

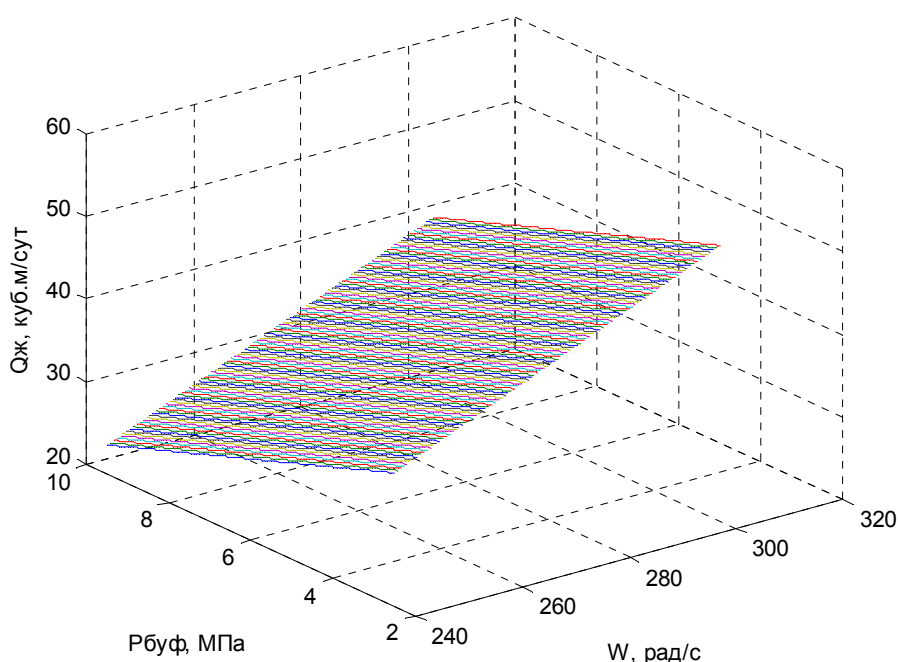


Рисунок 3 – Поверхность отклика $Q_{ж} = F(\omega, P_{буф})$ при $P_{пл} = 25,5$ МПа

Зависимость $\eta = F_2(\alpha, \gamma)$ (рисунок 4) свидетельствует о наличии экстремальных значений КПД и необходимости подбора значений частоты и величины питающего напряжения для каждой рабочей точки УЭЦН.

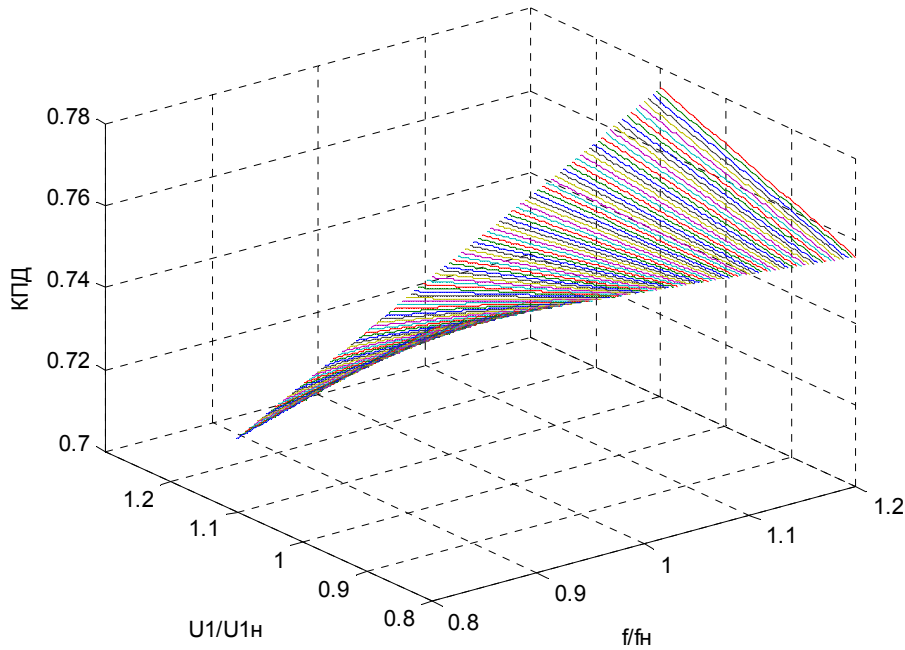


Рисунок 4 – Поверхность отклика типа $\eta = F_2(f, M_2, U_1)$ при $K_M = 0,5$

Стратегия управления, включающая этапы контроля текущего состояния технологического процесса, оценки отклонений показателей эксплуатации от проектных, выработки и реализация коррекции алгоритма эксплуатации, и синтезированная модель УЭЦН (10, 11) являются основой построения алгоритма управления.

Структура системы управления установившимися режимами работы УЭЦН приведена на рисунке 5.

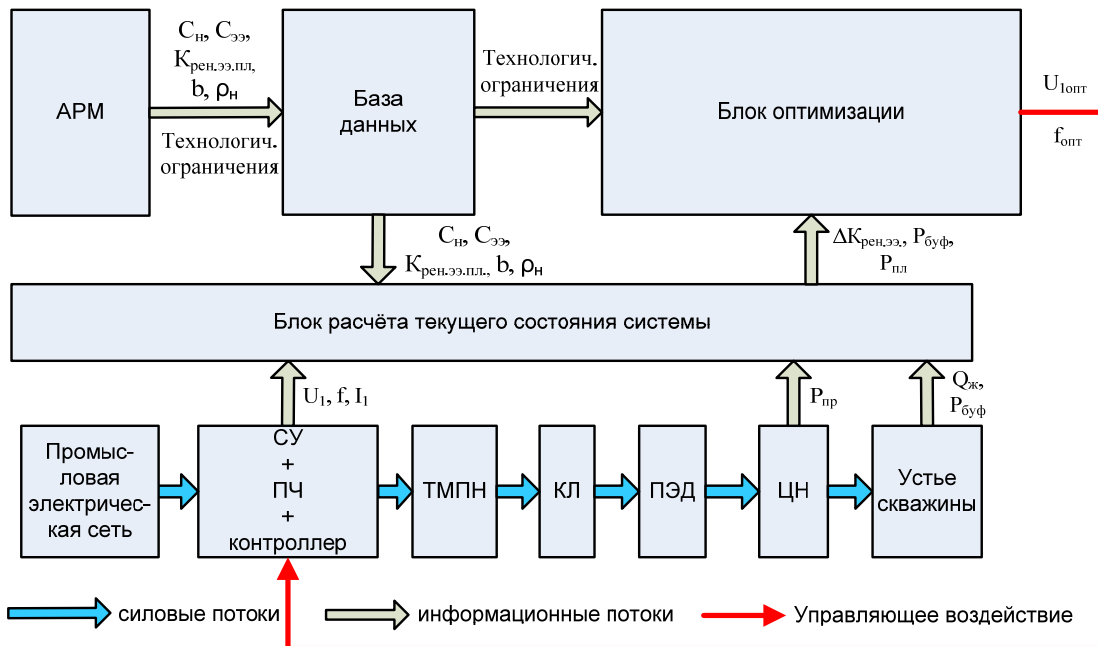


Рисунок 5 – Структура системы управления работой УЭЦН

Силовая часть системы содержит станцию управления с ПЧ и контроллером, погружной трансформатор, кабельную линию, ПЭД с гидрозащитой (на схеме не указана), центробежный насос. Интеллектуальными блоками системы являются: автоматизированное рабочее место оператора (АРМ), база данных, блоки расчета текущего состояния и оптимизации работы УЭЦН. Измеряемыми параметрами являются: потребляемый ток, напряжение на выходе ПЧ, дебит жидкости, буферное давление и давление на приеме насоса. База данных включает сведения об экономических показателях (цена нефти, цена электроэнергии, плановый коэффициент рентабельности), параметры нефти и технологические ограничения (5-9).

Расчет состояния системы (определение рабочей точки) осуществляется с использованием систем уравнений регрессии (10-11) в соответствии с алгоритмом, представленным на рисунке 6. Блок расчета текущего состояния отслеживает работу УЭЦН и сравнивает ее с моделью плановых показателей для обнаружения отклонений и своевременного введения поправок в параметры. Оценка отклонений от оптимального режима УЭЦН проводится на основе сравнения планового коэффициента рентабельности с фактическим (3) значением. В случае отклонения коэффициента рентабельности от планового значения принимается решение об оптимизации режима работы.



Рисунок 6 – Блок-схема алгоритма расчета текущего состояния системы

Оптимизация осуществляется с использованием синтезированной модели (10-11) методом сканирования (рисунок 7).

Результатом оптимизации являются значения скорости вращения погружного агрегата, частоты и величины питающего напряжения, соответствующие минимальному значению отклонения фактического коэффициента рентабельности по электроэнергии от планового значения.

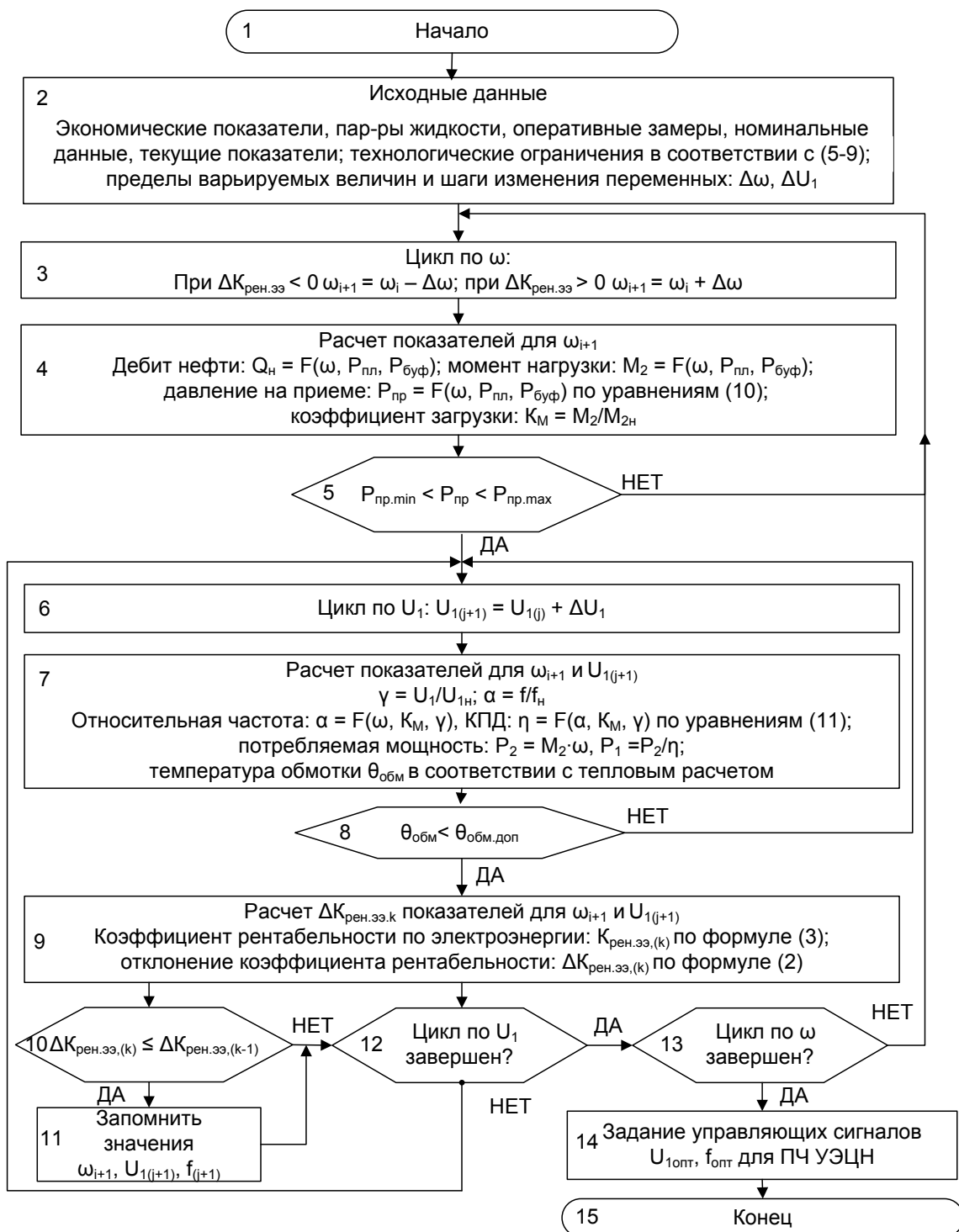


Рисунок 7 – Блок-схема алгоритма оптимизации

Разработанные алгоритмы реализованы в виде программ MatLab. Экспериментальная проверка и реализация результатов оптимизационных расчетов применительно к УЭЦН экспериментальной скважины подтвердили эффективность разработанного алгоритма оптимизации.

Оценка текущего состояния УЭЦН экспериментальной скважины ($Q_{жс} = 36,4$ м³/сут; $Q_n = 29,27$ т/сут; $f = 45,5$ Гц; $U_1 = 345,8$ В) выявила отклонение фактического коэффициента рентабельности от планового

($K_{рен.э.пл.} = 15,92$; $K_{рен.э.ф.} = 29,106$; $\Delta K_{рен.э.} = 13,183$) и необходимость оптимизации работы УЭЦН.

В результате оптимизационных расчетов в пределах заданных технологических ограничений получены следующие параметры оптимального режима: минимальное отклонение коэффициента рентабельности от планового $\Delta K_{рен.э.} = 11,2$, дебит жидкости $Q_{ж} = 39,8$ м³/сут, дебит нефти $Q_n = 34$ т/сут, частота $f_{онт} = 48,466$ Гц и напряжение $U_{1онт} = 311,6$ В.

В соответствии с имеющимися на экспериментальной скважине техническими возможностями управления в автоматизированном режиме был осуществлен перевод системы на новые параметры ($f_{онт} = 48,5$ Гц; $U_1 = 368,6$ В).

При работе УЭЦН в новом режиме фактический дебит нефти увеличился на 4,26 т/сут (14,56 %), увеличение чистой прибыли от реализации продукции экспериментальной скважины составило 5,9 %.

В **заключении** сформулированы основные результаты работы.

В приложении приведены сведения о внедрении результатов работы, данные расчетов, тексты разработанных программ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные теоретические и практические результаты работы заключаются в следующем.

1. На основе технико-экономического анализа различных вариантов построения УЭЦН показано, что применение частотно регулируемого электропривода в структуре установки является радикальным способом снижения приведенных затрат (до 30%) относительно базового варианта.

За расчетный срок эксплуатации экономический эффект только за счет снижения затрат на электроэнергию может составлять около миллиона рублей на одну установку.

2. Показано, что в качестве критерия оптимального функционирования УЭЦН в установившихся режимах работы целесообразно использовать отклонение фактического коэффициента рентабельности по электроэнергии от планового, так как такой критерий включает экономические и технологические параметры, в наиболее обобщенном виде характеризует деятельность предприятия и отвечает системному подходу и современным стратегиям в построении систем управления нефтедобывающим оборудованием.

3. Разработана методика синтеза математической модели УЭЦН как элемента технологической системы «скважина-УЭЦН», базирующаяся на разделении системы «скважина-УЭЦН» на две подсистемы (гидро- и электромеханическую), использовании профессиональных программных продуктов и метода планирования эксперимента. Методика позволяет получать модели УЭЦН в виде аналитических зависимостей, связывающих параметры оптимизации (дебит и потребляемая мощность) с управляющими (частота

вращения ротора двигателя, величина и частота напряжения преобразователя частоты) и возмущающими (пластовое и буферное давление) воздействиями.

4. Разработана математическая модель объекта управления (УЭЦН) в виде функциональных зависимостей, связывающих гидро- и электромеханические параметры системы. Модель учитывает реальную структуру и параметры УЭЦН, позволяет анализировать влияние различных факторов на процессы в системе. Такая модель удобна для решения задач оптимизации и разработки систем управления, так как обеспечивает экономное использование вычислительных ресурсов микроконтроллеров.

Экспериментально подтверждена адекватность модели – расхождение теоретических и экспериментальных данных не превышает 10 %.

5. Разработаны алгоритмы и программы, позволяющие в режиме реального времени определять параметры текущего состояния системы «УЭЦН-скважина» и обеспечивать оптимизацию установившихся режимов работы УЭЦН с позиции рентабельности нефтедобычи путем регулирования частоты вращения асинхронного электропривода.

6. Проведены имитационное моделирование, экспериментальные исследования и оптимизация работы экспериментальной скважины, подтвердившие эффективность разработанных алгоритмов и программ.

Реализация результатов оптимизации на скважине ООО «Стимул-Т» (г. Томск) позволила увеличить дебит нефти на 2,26 т/сут (14,56 %) и прибыль предприятия на 5,9 %.

Основные работы, опубликованные по теме диссертации

1. Сипайлов В.А. Способы повышения энергоэффективности установок электроцентробежных насосов механизированной добычи нефти / В.А. Сипайлов, В.Г. Букреев, Н.Ю. Сипайлова // Известия ВУЗов. Проблемы энергетики. – Казань. – № 7-8/1, 2008. – С. 31-41.

2. Сипайлов В.А. Оптимальное управление установкой электроцентробежного насоса с частотно регулируемым асинхронным приводом / В.А. Сипайлов, В.Г. Букреев, Н.Ю. Сипайлова // Известия ВУЗов. Электромеханика. – № 4. – 2009. – С. 66-69.

3. Сипайлов В.А. Применение схем индивидуальной компенсации реактивной мощности в нефтедобывающей отрасли // Электрика. – № 3. – 2006. – С. 19-21.

4. Сипайлов В.А. Индивидуальная компенсация реактивной мощности // Электроэнергия: от получения и распределения до эффективного использования: Материалы Всеросс. науч.-техн. конф. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – С. 152-155.

5. Сипайлов В.А. Применение управляемого электропривода в установках с электроцентробежным насосом добычи нефти // Электромеханические преобразователи энергии: Материалы международной научно-технической конференции. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – С. 311-313.

6. Сипайлов В.А. Экономические показатели электротехнического комплекса с установкой электроцентробежного насоса // Современные техника и технологии: Сборник трудов XIV Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Т. 1. – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – С. 417-418.

7. Сипайлов В.А. Математическое моделирование электротехнического комплекса механизированной добычи нефти / Наука, технологии, инновации: Труды Всеросс. науч. конф. – Новосибирск, 2008. – С. 46-47.

8. Сипайлов В.А., Шелковников Д.А. Моделирование нагрузки частотно регулируемого привода в установках электроцентробежного насоса (УЭЦН) // Современные техника и технологии: Сборник трудов XV Междунар. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. – Т. 1. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – С. 472-474.

9. Сипайлов В.А., Букреев В.Г., Сипайлова Н.Ю. Расчет оптимальных значений напряжения питания и частоты вращения асинхронного двигателя электроцентробежного насоса нефтяной скважины // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2009613702.

10. Положительное решение по заявке на полезную модель № 2009122263/22(030778). Система оптимального управления установкой электроцентробежного насоса / В.А. Сипайлов, В.Г. Букреев, Н.Ю. Сипайлова. Заявлено 10.06.09.

Личный вклад автора. Публикации [3]-[7] выполнены без соавторов. В публикации [1] автору принадлежит обоснование количественного критерия оптимизации работы системы «УЭЦН-скважина» (80%), в публикациях [2], [9] – разработка алгоритма оптимизации технологического процесса добычи нефти установкой электроцентробежного насоса (60%), [8] – математическая модель нагрузки электропривода в виде уравнений регрессии (70 %).