

Государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Альметьевский государственный нефтяной институт»

На правах рукописи

**ШВЕЦКОВА ЛЮДМИЛА ВИКТОРОВНА**

**ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ  
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА  
ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ  
НЕФТЬЮ**

Специальность 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация  
на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель: доктор  
технических наук, профессор  
Нурбосынов Дуйсен  
Нурмухамедович

Альметьевск – 2016

**СОДЕРЖАНИЕ**

Сокращения, принятые по тексту диссертации.....	6
ВВЕДЕНИЕ .....	7
ГЛАВА 1 ОБЗОР НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ЛИТЕРАТУРЫ ПО ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ.....	16
1.1 Факторы, влияющие на интенсивность образования асфальтосмолопарафинистых отложений .....	18
1.2 Парафинообразование в обводненных скважинах .....	20
1.3 Анализ конструкции насосных установок при добыче высоковязкой нефти.....	22
1.4 Анализ нагрузок распределительной электрической сети промышленной подстанции.....	30
1.5 Анализ потерь электроэнергии в электрических сетях и мероприятия по их снижению .....	31
1.6 Влияние отклонения напряжения на режим работы электротехнических комплексов отходящих линий и добывающих скважин .....	33
1.7 Классификация насосных установок для добычи нефти .....	33
Выводы по главе 1.....	37
ГЛАВА 2 ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ.....	39
2.1 Совершенствование режима работы электротехнического комплекса добывающей скважины .....	40
2.1.1 Разработка принципиальной схемы электротехнического комплекса добывающей скважины .....	40
2.1.2 Анализ результатов экспериментальных исследований электропотребления электротехнического комплекса добывающей скважины .....	45
2.1.3 Разработка математической модели электротехнического комплекса	

добывающей скважины в установившемся режиме работы.....	47
2.1.4 Результаты математического моделирования электротехнического комплекса добывающей скважины в установившемся режиме работы .....	53
2.2 Ожидаемый годовой экономический эффект при варьировании уровня напряжения на зажимах электрооборудования ЭКДС.....	58
2.3 Улучшение энергетических параметров электротехнического комплекса отходящей линии, к которой подключен электротехнический комплекс добывающей скважины.....	60
2.3.1 Определение энергетических параметров электротехнического комплекса отходящей линии .....	65
2.4 Расчет ожидаемого годового экономического эффекта по электрической нагрузке электротехнического комплекса предприятия при рациональной компенсации реактивной мощности.....	80
Выводы по главе 2.....	83
<b>ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО МОМЕНТА СОПРОТИВЛЕНИЯ НА ВАЛУ ЭЛЕКТРОПРИВОДА ОТ ИЗМЕНЕНИЯ ВНУТРЕННЕГО ДИАМЕТРА НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ .....</b>	<b>85</b>
3.1 Определение основных параметров, влияющих на момент сопротивления и мощности при сужении сечения внутреннего диаметра насосно-компрессорной трубы.....	86
3.2 Суммарный момент сопротивления вращению штанговой колонны .....	86
3.3 Суммарная потребляемая мощность электродвигателя привода винтовой насосной установки .....	87
3.4 Разработка схемы процесса осаждения асфальтосмолопарафинистых отложений на внутренней стенке насосно-компрессорной трубы.....	88
3.5 Определение аналитической зависимости момента сопротивления возникающего в результате изменения внутреннего диаметра НКТ за счет осаждения асфальтосмолопарафинистых отложений.....	90
3.6 Определение параметров режима работы насосного агрегата	

электротехнического комплекса добывающей скважины .....	91
Выводы по главе 3 .....	96
ГЛАВА 4 ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПУСКА И САМОЗАПУСКА ЭЛЕКТРОПРИВОДА ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА .....	97
ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ ПРИ ВНЕШНИХ И ВНУТРЕННИХ ВОЗМУЩЕНИЯХ .....	97
4.1 Определение параметров схемы замещения асинхронного электродвигателя с учетом установки поперечной компенсации и скважинного нагревателя.....	98
4.2 Определение и анализ корней характеристического уравнения .....	100
расчетной схемы.....	100
4.3 Условия применения скважинного нагревателя.....	101
4.4 Особенности разработки математической модели электротехнического комплекса добывающей скважины в переходных режимах работы .....	103
4.5 Определение основных аналитических зависимостей электротехнического комплекса добывающей скважины в переходных режимах работы электропривода .....	105
4.6 Анализ результатов математического моделирования и определение рациональных энергетических параметров и мощности компенсирующих установок в установившихся и переходных режимах работы электротехнического комплекса добывающей скважины .....	114
4.7 Методика определения уровня провала напряжения и граничных значений рационального напряжения на зажимах электропривода.....	114
Выводы по главе 4.....	122
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	123
Список литературы .....	125
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	138
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	141
ПРИЛОЖЕНИЕ В .....	142

ПРИЛОЖЕНИЕ Г ..... 151

**Сокращения, принятые по тексту диссертации**

- АГНИ – Альметьевский государственный нефтяной институт;
- АД – асинхронный двигатель;
- АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;
- ВНУ с ПП – винтовая насосная установка с поверхностным приводом;
- ВНУ с ПЭД – винтовая насосная установка с погружным приводом;
- ВШНУ – винтовая штанговая насосная установка;
- ДНС – дожимная насосная станция;
- КНС – кустовая насосная станция;
- НГДК – нефтегазодобывающий комплекс;
- НИР – научно-исследовательская работа;
- НКТ – насосно-компрессорная труба;
- РЭС – распределительная электрическая сеть;
- СН – скважинный нагреватель;
- СШНУ – скважинная штанговая насосная установка;
- УПЕК – установка поперечной компенсации;
- УЭВН – установка электроприводная винтового насоса;
- УЭЦН – установки электроцентробежных насосов;
- УГНТУ – Уфимский государственный нефтяной технический университет;
- ЦП – центр питания;
- ШСНУ – штанговые скважинные насосные установки;
- ЭКДС – электротехнический комплекс добывающей скважины;
- ЭКОЛ – электротехнический комплекс отходящей линии;
- ЭКП – электротехнический комплекс предприятия;
- ЭЭ – электрическая энергия.

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы.** Известно, что при добыче углеводородного сырья расходы на электрическую энергию (ЭЭ) в нефтегазодобывающих комплексах в среднем достигают 35% и выше от общей суммы затрат. Поэтому повышение энергоэффективности электротехнического комплекса добывающей скважины (ЭКДС) является актуальной задачей. Снижение потерь ЭЭ в технологическом процессе добычи углеводородного сырья в нефтегазодобывающей отрасли может быть достигнуто путем совершенствования принципиальных схем электротехнических комплексов систем электроснабжения и улучшения их энергетических параметров.

На основе анализа современного состояния добычи вязкой и высоковязкой нефти в нефтегазодобывающей отрасли можно констатировать следующее:

- 1) ежегодно происходит рост числа скважин с вязкой и высоковязкой нефтью, а также скважин с естественно пониженным пластовым давлением и повышенной обводненностью на месторождениях, находящихся на завершающей стадии эксплуатации,
- 2) за счет снижения температуры пластов из-за закачиваемой воды увеличивается динамическая вязкость нефти и происходит интенсивное осаждение асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО) на внутренней стенке насосно-компрессорной трубы (НКТ), что приводит к сужению сечения и создаёт дополнительное гидродинамическое сопротивление, и, как следствие, дополнительный момент сопротивления на валу электродвигателя,
- 3) при внедрении новых технических средств и технологий добычи нефти при согласовании режима работы электропривода ЭКДС с гидродинамическими условиями скважины не учитываются дополнительные гидравлические сопротивления в НКТ, возникающие в результате накоплений АСПО.

Увеличение суммарного момента сопротивления на валу электродвигателя, за счет осаждения АСПО на внутренней стенке НКТ, приводит к увеличению не только активной, но и реактивной мощности ЭКДС из электрической сети. Предложено для компенсации реактивной мощности использовать

индивидуальную компенсирующую установку (КУ), а индивидуальный скважинный нагреватель использовать с целью устранения осаждения АСПО, снижения вязкости нефти и суммарного момента сопротивления. Увеличение тока за счет включения в схему ЭКДС активного сопротивления СН может привести к нарушению нормального режима работы электропривода комплекса. Если учесть, что процесс добычи нефти является безлюдным, то нарушение нормального режима работы электропривода ЭКДС при наложении внешних и внутренних возмущений в распределительной электрической сети может привести к нарушению процесса пуска и самозапуска электропривода, который влечёт за собой большие финансовые потери в виде недобытой нефти. Поэтому исследование процесса пуска и самозапуска электропривода ЭКДС в этих условиях становится весьма актуальной задачей.

Повышение потерь ЭЭ в технологическом процессе подъёма нефтяной эмульсии на поверхность связано с принципиальными изменениями в технологии добычи нефти и режимах работы ЭКДС, обусловленных ростом числа малодобитных скважин, существенным повышением обводненности скважин и изменением их гидродинамических условий. Данная проблема также усугубляется при разработке битумных месторождений, а также забалансовых месторождений с вязкой и высоковязкой нефтью.

Из анализа практической эксплуатации установлено, что при добыче высоковязкой нефти использование штанговой скважинной насосной установки (ШСНУ) со станком-качалкой, а также электроцентробежных и винтовых насосных установок с погружным электроприводом становится малоэффективным. В сложившейся ситуации повысить энергоэффективность наземного скважинного оборудования можно заменой ШСНУ со станком-качалкой (с номинальной мощностью ЭД 22 кВт) на винтовую насосную установку с поверхностным приводом (ВНУ с ПП) (с номинальной мощностью ЭД 7,5 кВт), при сохранении существующего суточного объема добычи нефти. При этом заменяется циклический режим работы электропривода добывающей скважины с возвратно-поступательным движением на длительный режим

работы с вращением колонны штанг. Задачу повышения энергоэффективности ЭКДС можно решить научно-обоснованным целенаправленным улучшением эксплуатационно-энергетических параметров, которые обеспечат снижение потерь ЭЭ в этом комплексе. В эксплуатационных условиях улучшить режим работы электропривода ЭКДС можно путем применения дискретно-распределенного теплового воздействия на поток нефти в скважине, определения рациональных пределов отклонения напряжения на зажимах электропривода и параметров индивидуальной компенсирующей установки. При этом полноценный учёт физико-механических свойств нефти позволяет улучшить технико-экономические показатели ЭКДС. В ЭКДС, оборудованном ВНУ с ПП, снижается установленная номинальная мощность электропривода. Минимизация потерь электрической энергии и потребления реактивной мощности рассматриваемого комплекса может быть достигнута путем согласования мощности электропривода с нагрузкой на валу с учетом поддержания определённого рационального уровня напряжения на зажимах электропривода.

Для решения вышеизложенной проблемы в данной работе определены следующие направления: проведение системного анализа режимов работы ЭКДС по добыче вязкой и высоковязкой нефти; усовершенствование принципиальной схемы системы электроснабжения ЭКДС; проведение комплексного структурно-параметрического синтеза технологического процесса и электрооборудования ЭКДС; разработка комплексного решения задачи по снижению потерь электрической энергии при добыче вязкой и высоковязкой нефти путем улучшения параметров режима работы ЭКДС; проведение исследования качества функционирования ЭКДС в предложенной комплектации в установившихся и переходных режимах при разнообразных внешних и внутренних возмущениях в распределительной электрической сети.

**Целью диссертационной работы** является повышение энергоэффективности электротехнического комплекса добывающей скважины с высоковязкой нефтью за счет комплексного совершенствования его

принципиальной схемы, минимизации потерь электрической энергии и улучшения энергетических параметров в установившихся и переходных режимах работы этого комплекса при внешних и внутренних возмущениях в распределительной электрической сети.

**Для достижения цели решены следующие задачи:**

1. Усовершенствованы электротехнические комплексы нефтегазодобывающего предприятия путем использования современных технических средств: скважинного нагревателя для дискретно-распределенного теплового воздействия на поток высоковязкой нефти в скважине, а также индивидуальной компенсирующей установки. Произведен параметрический синтез энергетических параметров электротехнического комплекса добывающей скважины с требуемыми технологическими параметрами процесса добычи высоковязкой нефти и получены новые аналитические зависимости. Согласован режим работы индивидуальной компенсирующей установки и скважинного нагревателя с режимом работы электропривода комплекса.
2. Разработана математическая модель электротехнического комплекса добывающей скважины, учитывающая параметры и связи вышеперечисленных технических средств, получены новые аналитические зависимости.
3. Усовершенствован метод расчета энергетических параметров ЭКДС за счет использования аналитической зависимости потребляемой мощности насоса от сужения проходного сечения трубы при нарастании отложений на стенках НКТ, что повышает точность в установившихся и переходных режимах.
4. Разработаны имитационная модель режима работы электротехнического комплекса добывающей скважины в установившихся и переходных процессах и методика определения уровня провала напряжения и граничных значений рационального напряжения на зажимах электропривода. Проведен анализ результатов моделирования пуска и самозапуска электропривода комплекса.

**Объектом исследования** является электротехнический комплекс добывающей скважины, являющийся неотъемлемой частью

электротехнического комплекса нефтегазодобывающего предприятия, и содержащий участок воздушной линии, силовой трансформатор, винтовую насосную установку с поверхностным электроприводом, индивидуальные скважинный нагреватель и компенсирующую установку, а также колонну насосно-компрессорных труб.

**Предметом исследования** являются индивидуальный график активной и реактивной мощности за полный технологический цикл ВНУ с ПП, толщина осаждения АСПО на внутренней стенке НКТ, которая определена экспериментальным путем.

**Методологическая основа исследований:** теоретические основы электротехники; теория электрических цепей; теория электрических машин; теория электропривода; теория управления и оптимизации технических систем; физическое, математическое и компьютерное моделирование; теория систем и системный анализ.

#### **Научная новизна и теоретическая значимость работы.**

1. Произведен параметрический синтез энергетических параметров электротехнического комплекса добывающей скважины с требуемыми технологическими параметрами процесса добычи высоковязкой нефти и получены аналитические зависимости: объема добываемой эмульсии в полном конусе при осаждении асфальтосмолопарафинистых отложений в насосно-компрессорной трубе; потери подачи насоса в функции толщины осаждения асфальтосмолопарафинистых отложений; дополнительного момента сопротивления в функции потери подачи насоса; потребляемой дополнительной мощности в функции дополнительного момента сопротивления.

2. Разработана математическая модель электротехнического комплекса добывающей скважины, которая отличается от известных тем, что в ней учитываются параметры скважинного электрического нагревателя, индивидуальной компенсирующей установки и дополнительного момента сопротивления на валу электропривода, обусловленного осаждением на

внутренней стенке насосно-компрессорной трубы асфальтосмолопарафинистых отложений.

3. Усовершенствован известный метод расчета энергетических параметров установившихся и переходных процессов в ЭКДС путем дополнения новых аналитических зависимостей при воздействии внешних и внутренних возмущений в распределительной электрической сети.

4. Разработаны имитационная модель режима работы электротехнического комплекса добывающей скважины в установившихся и переходных процессах, а также методика определения уровня провала напряжения и граничных значений рационального напряжения на зажимах электропривода, которые обеспечат его гарантированный пуск и самозапуск.

**Достоверность результатов** диссертационной работы подтверждается тем, что аналитические данные согласуются с экспериментальными и не противоречат известным апробированным исследованиям, выполненным в ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина», ФГБОУ ВО «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет Петра Великого», ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», ООО «Научно-производственная фирма ОЛТА» (г. Санкт-Петербург), ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», ПАО «Татнефть» и в ГБОУ ВО Альметьевском государственном нефтяном институте.

**На защиту выносятся следующие положения.**

1. Анализ результатов параметрического синтеза энергетических параметров электротехнического комплекса добывающей скважины с технологическими параметрами процесса добычи высоковязкой нефти в виде аналитических зависимостей: объема добываемой эмульсии в полном конусе при осаждении асфальтосмолопарафинистых отложений в насосно-компрессорной трубе; потери подачи насоса в функции толщины осаждения асфальтосмолопарафинистых отложений; дополнительного момента

сопротивления в функции потери подачи насоса; потребляемой дополнительной мощности в функции дополнительного момента сопротивления.

2. Математическая модель электротехнического комплекса добывающей скважины, которая отличается от известных тем, что в ней учитываются параметры скважинного электрического нагревателя, индивидуальной компенсирующей установки и дополнительного момента сопротивления на валу электропривода, обусловленного осаждением на внутренней стенке насосно-компрессорной трубы асфальтосмолопарафинистых отложений.

3. Усовершенствованный известный метод расчета энергетических параметров установившихся и переходных процессов в ЭКДС путем дополнения новых аналитических зависимостей при воздействии внешних и внутренних возмущений в распределительной электрической сети.

4. Имитационная модель режима работы электротехнического комплекса добывающей скважины в установившихся и переходных процессах и методика определения уровня провала напряжения и граничных значений рационального напряжения на зажимах электропривода при воздействии внешних и внутренних возмущений в питающей и распределительной электрической сети. Анализ результатов моделирования пуска и самозапуска электропривода комплекса.

#### **Практическая ценность работы.**

1. Усовершенствована принципиальная схема системы электроснабжения ЭКДС и определены её параметры, позволяющие обеспечить согласование режимов работы СН, индивидуальной компенсирующей установки и электропривода данного комплекса.

2. Разработана имитационная модель режима работы ЭКДС, которая внедрена в учебный процесс ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», а также принята к внедрению Инженерным центром в структурных подразделениях ПАО «Татнефть».

3. Разработана методика определения граничных значений рационального

уровня напряжения и уровня провала напряжения на зажимах электропривода ЭКДС.

Диссертационная работа выполнена в соответствии с программами НИР кафедры «Электроэнергетика» ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» (АГНИ) по заказу ПАО «Татнефть». Практические результаты внедряются Инженерным центром и Управлением энергетики ПАО «Татнефть» в его структурных подразделениях.

**Апробация работы.** Основные положения и результаты диссертационной работы обсуждались: на XIII-ой международной конференции «Электромеханика, электротехнологии, электротехнические материалы и компоненты» (Крым, г. Алушта, 2010 г.); на IX-ой международной научно-практической конференции «Ашировские чтения» (ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», г. Самара, 2012 г.); на научно-практической конференции «Научная сессия ученых АГНИ» по итогам 2012 г., 2013 г., 2014г., 2015г. (г. Альметьевск, АГНИ, 2012 г., 2013 г., 2014г., 2015г.); на XVII-ой международной заочной конференции Research Journal of International Studies (г. Екатеринбург, 2013 г.); на научно-практическом семинаре кафедры «Электроэнергетика» АГНИ (г. Альметьевск, 2014 г.).

Диссертационная работа обсуждалась на кафедрах «Электрические системы и сети» и «Системы автоматического управления» ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет», на кафедре «Автоматизированные электроэнергетические системы» ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», на кафедрах «Механика и конструирование машин» и «Электротехника и электрооборудование предприятий» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», на кафедре «Электроснабжение промышленных предприятий» ФГБОУ ВО «Чувашский государственный университет им. И.Н. Ульянова».

**Публикации.** Количество публикаций - 19, по теме диссертации – 19 печатных работ, из них 4 статьи в рецензируемых научных журналах и

изданиях, рекомендованных ВАК РФ. Результаты исследований отражены в отчетах НИР за 2012 г., 2013 г., 2014 г. и 2015 г. кафедры «Электроэнергетика» АГНИ.

**Структура и содержание работы.** Диссертационная работа изложена на 153 страницах машинописного текста, который состоит из введения, четырех глав, заключения, содержит 54 рисунка, 11 таблиц, список литературы из 123 наименований и 4 приложения.

## ГЛАВА 1 ОБЗОР НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ЛИТЕРАТУРЫ ПО ИССЛЕДУЕМОЙ ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

При эксплуатации электрооборудования для предприятия важным фактором является экономное потребление электрической энергии, а также контроль над потерями электроэнергии в системах электроснабжения [55]. Таким образом, для экономичной работы предприятия необходимо поддерживать рациональные режимы работы электротехнических комплексов распределительных электрических сетей (РЭС) системы электроснабжения нефтегазодобывающих предприятий [21]. Основным рассматриваемым элементом РЭС являются электротехнические комплексы добывающих скважин (ЭКДС), которые включают различное электрооборудование и механизированные комплексы насосных агрегатов [43, 44, 56]. Снижение удельных энергетических затрат в ЭКДС приводит к снижению себестоимости продукции, тем самым экономя денежные средства предприятия.

В данной главе произведен обзор и анализ научно-технической литературы отечественных и зарубежных авторов по исследуемой в диссертационной работе теме. В результате анализа технической литературы были рассмотрены методы снижения потерь электрической энергии.

Немалый вклад в разработку названного направления внесли такие российские ученые-исследователи, как Абрамович Б.Н. [1...3], Вагин Г.Я. [11, 12], Гамазин С.И. [15, 16], Ермилов А.А. [25], Ершов М.С. [26, 27], Жежеленко И.В. [28, 29], Железко Ю.С. [30...32], Идельчик В.И. [40, 41], Карпов Ф.Ф. [45], Козярук А.Е. [47], Кудрин Б.И. [53, 54], Мельников Н.А. [58, 59], Меньшов Б.Г. [60, 61], Мукосеев Ю.Л. [62], Образцов В.С. [71], Папков Б.В. [73], Праховник А.В. [83, 84], Солдаткина Л.А. [90], Строев В.А. [91], Сыромятников И.А. [94, 95], Таджибаев А.И. [104].

Вопросы по оптимизации режимов работы электрических сетей рассматриваются в работах Арзамасцева Д.А. [6], Веникова В.А. [13, 14], Девяткина С.Л. [23], Идельчика В.И. [40, 41], Карпова Ф.Ф. [45], Поляк Б.Г. [77], Поспелова Г.Е. [78, 79] и Солдаткиной Л.А. [90].

Характерной особенностью современной мировой нефтедобычи является увеличение в структуре сырьевых ресурсов доли трудноизвлекаемых запасов [75, 76], к которым относятся, в основном, тяжелые и высоковязкие нефти. Российская Федерация обладает около 6,2 млрд. тонн запасов высоковязкой нефти. К высоковязким нефтям принято относить нефти с вязкостью 30 мПа·с или 35 мм<sup>2</sup>/с и выше [76]. Вязкие и высоковязкие нефти в Российской Федерации составляют более 70% от общего объема и находятся на территориях 5 регионов: в Пермской области (более 31%), Татарстане (12,8%), в Самарской области (9,7%), в Башкортостане (8,6%) и Тюменской области (8,3%) [75, 76].

Принято подразделять высоковязкую нефть по вязкости на группы: 30...100; 100...500 и свыше 500 мПа·с [34]. На территории Республики Татарстан имеются месторождения высоковязкой нефти всех трех групп. Высоковязкие нефти месторождений (Ромашкинского, Ново-Елховского) относятся в основном к первой группе. Месторождения Нурлатского и прилегающих районов относятся ко второй группе. Глубина залегания высоковязкой нефти первой и второй групп составляет 600...1200 м, пластовое давление 7,5...12 М·Па, пластовая температура 22...25 °С, газовый фактор 3,5...15 м<sup>3</sup>/т, давление насыщения 1,5...4,5 МПа, коэффициенты продуктивности 0,5...5 т/сут·М·Па [34]. На территории Республики Татарстан имеются месторождения с вязкостью свыше 500 мПа·с, которые залегают на малых глубинах. На таких месторождениях установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) не применяются [34].

В процессе нефтедобычи возникают осложнения, связанные с осаждением асфальтосмолопарафинистых отложений в эксплуатационных скважинах, что приводит к снижению дебита добывающих скважин. Под асфальтосмолопарафинистыми соединениями понимают сложную углеводородную физико-химическую смесь, в состав которой входит целая гамма веществ [74].

Согласно ГОСТ Р 51858-2002 технологическая классификация делит нефть

по содержанию парафина (по массе) на следующие виды: малопарафиновые - менее 1,5 %; парафиновые - от 1,51 до 6 %; высокопарафининовые - более 6,0 %. Парафины в нефти в пластовых условиях находятся в растворенном состоянии. Плотность парафинов в твердом состоянии колеблется от 865 до 940 кг/м<sup>3</sup>, а в расплавленном - от 777 до 790 кг/м<sup>3</sup> [74]. Нефти обводненных скважин оказываются более смолистыми даже в пределах одного и того же месторождения.

В нефти также содержатся асфальтены (2...5%), плотность которых достигает значения 1100 кг/м<sup>3</sup> [74]. Содержание парафинов в нефти (по массе) изменяется от 20% до 70 %, а асфальтосмолистых соединений - от 20% до 40 %. Температура застывания парафинов составляет 66...75 °С. Перед службой эксплуатации возникают много технологических и технических задач, связанных с ликвидацией отложений парафина на внутренней стенке насосно-компрессорных труб (НКТ).

### **1.1 Факторы, влияющие на интенсивность образования асфальтосмолопарафинистых отложений**

Научные исследования, посвященные механизму формирования парафиновых отложений в скважинах и оказавшие влияние на практическое решение проблем борьбы с парафинообразованием, явились работы Голонского П.П. [18], Люшина С.Ф. [57], Репина Н.Н. [57], Рассказова В.А., Тронова В.П. [105]. В результате исследования ученых и практиков определены следующие факторы, влияющие на парафинообразование: снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы; интенсивное газовыделение; уменьшение температуры в пласте и стволе скважины; изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов; состав углеводородов в каждой фазе смеси; соотношение объемов фаз. В скважине перечисленные факторы меняются непрерывно от забоя до устья, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными [74].

Для нормального процесса нефтеотдачи проблему представляет не сам факт выпадения парафина из нефти, а его накопление на элементах оборудования и труб.

Практика добычи парафиновых нефтей на промыслах показывает, что основными местами отложений парафина являются: скважинные насосы, подъемные колонны в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъемных труб скважин. Многочисленные промысловые исследования показали, что характер распределения парафиновых отложений в подъемных трубах различного диаметра примерно одинаков [74].

Толщина отложений постепенно увеличивается от места начала их образования на глубине 500-900 м и достигает максимальной толщины на глубине 50-200 м от устья, затем уменьшается до 1-2 мм в области устья (рис. 1.1).

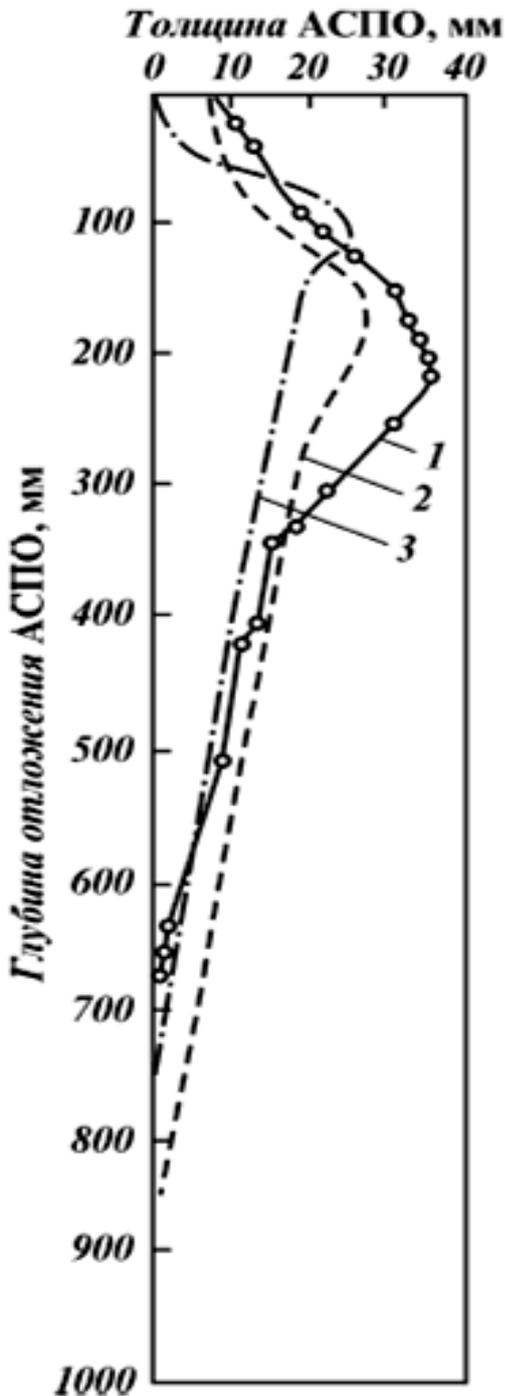


Рисунок 1.1 – Динамика образования АСПО по длине подъемника различных диаметров: 1 – 89; 2 – 73; 3 – 62 мм электротехнического комплекса предприятия

В таблице 1.1 представлены условия образования АСПО на поверхности нефтепромыслового оборудования.

Таблица 1.1 – Условия образования АСПО на поверхности нефтепромыслового оборудования

Условия образования АСПО	Подъемные трубы диаметром, мм			Выкидные линии		Резервуары
	62	73	89	Расстояние от штуцера, м		
Термодинамические условия в подъемных трубах при нормальной работе скважины на глубине начала отложений парафина: давление, МПа температура, °С	3,6 20	4,4 24	3,8 24,5			
То же, на глубине отложения твердого парафина: давление, МПа температура, °С	2,6 18	2,6 18	2,5 17			
Время полного запарафинирования, ч	76	118,5	142			
Температура плавления парафина, °С, на глубине, м:						
0	68	-	68	65	62,5	53,8
200	72	73	69			
400	75	74	74			
600	77	75	75			
Содержание парафина в парафиновой массе, %, на глубинах, м:						
0	58	-	61	43	39,4	30,4
200	43,6	43,6	48			
400	41,5	46	41			
600	34	-	34			
Содержание асфальтенов, %	-	2,08	-	2,2	2,9	1,48
Содержание смол, %	-	7,18	-	7,5	7,4	-
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	-	917	-	-	-	

## 1.2 Парафинообразование в обводненных скважинах

Обводнение месторождений характеризуется изменением процессов, происходящих как в самом продуктивном пласте, так и в стволе скважины при движении жидкости. Это и охлаждение нефтяного пласта вследствие длительной закачки в него огромных объемов воды, и выпадение солей из-за смешения разнородных по химическому составу вод, и образование эмульсий и т.д. [74].

Образование отложений в обводненных скважинах происходит следующим образом: кристаллы парафина совместно с асфальтосмолистыми веществами зарождаются на поверхности оборудования при снижении температуры ниже температуры кристаллизации [105]. Главным условием формирования АСПО Тронов В.П. считает снижение пластовой температуры. Газоотделение в этих условиях увеличивает турбулизацию потока

водонефтяной смеси, за счет чего обеспечивается лучший контакт кристаллов с поверхностью труб и увеличивается теплоотдача потока. Последнее интенсифицирует парафинообразование.

Обводнение изменяет механические и химические свойства нефти, повышая ее плотность, вязкость и содержание высокомолекулярных компонентов, способствующих кристаллообразованию и их прилипанию к поверхности труб [86]. Обводнение также ведет к образованию эмульсий, которые способствуют возникновению сильно развитой поверхности раздела фаз нефть - вода - смолопарафиновые компоненты.

При эксплуатации нефтяных скважин отложение парафина в НКТ приводит к уменьшению ее проходного сечения, к значительному снижению производительности установки и увеличению расхода электроэнергии при добыче нефти [27]. Поэтому борьба с отложением парафина в технологическом оборудовании скважин является одной из актуальных проблем в нефтедобывающей промышленности. Особенно большие затруднения возникают при отложении парафина в скважинах со штанговыми глубинными насосами (ШГН), так как при этом значительно возрастает гидравлическое сопротивление течению пластовой жидкости и перемещению штанги, увеличивается нагрузка на головку балансира станка-качалки и уменьшается коэффициент наполнения насоса. Отложения парафина создают большие трудности при ремонте скважин, т.к. более 40 % ремонта скважин выполняется из-за запарафинирования НКТ. Решение задачи по предотвращению формирования и очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) позволит значительно снизить текущие и капитальные затраты в технологии нефтедобычи.

Основными методами борьбы с АСПО в настоящее время являются [27]: промывка скважин горячей нефтью; промывка скважин ингибиторами, либо химическими реагентами и горячей водой (гидрохимический способ); применение скребковых инструментов (механический способ); применение футерованных НКТ путем нанесения на их внутреннюю поверхность

гранулированного стекла или эпоксидной смолы, полимерных материалов и др.; применение бактерицидной защиты; применение магнитных методов защиты; применение специальных электронагревателей, которые опускаются в НКТ для расплавления застывших парафиновых отложений [48, 49].

Применение электроподогрева обеспечивает повышение коэффициента эксплуатации скважин, уменьшение потерь нефти, снижение объема ремонтных работ. Существуют три основных типа нагревательных кабелей: резистивные, зональные и саморегулирующиеся (рис. 1.2).



Рисунок 1.2 – Типы нагревательных кабелей

Наибольшее распространение в нефтегазовой промышленности получили кабели резисторного типа производства ОАО «Камкабель» следующих марок: КНСПпоБП, КНПпоБП, КНПпоБПл [27].

### **1.3 Анализ конструкции насосных установок при добыче высоковязкой нефти**

Наиболее эффективным в технологии добычи вязкой и высоковязкой нефти является ЭКДС, оборудованный винтовой насосной установкой с поверхностным приводом (ВНУ с ПП), которая обладает рядом преимуществ по сравнению с ШСНУ со станком-качалкой или цепным приводом [52, 115, 110, 111, 116], которые после 118,5 часов необходимо останавливать (таблица 1.1), так как требуется проведение мероприятий по очистке НКТ от АСПО. Сотрудниками ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (УГНТУ) с 1980 по 1994 года проводились опытно-конструкторские работы [42, 89], результатом которых явилась новая конструкция установки, привод которой имеет двухступенчатую зубчатую передачу (редуктор и модульная вставка) и по сравнению с зарубежными установками аналогичного типа обладает следующими преимуществами [89]:

1. привод не требует замедлителей обратного вращения, при этом не приводит к отвороту штанг и НКТ;
2. не имеет ограничения мощности электродвигателя и ременных передач при которых растет потребное количество ремней и диаметры шкивов;
3. отсутствует дополнительная нагрузка на вал, которая в ременных передачах превышает зубчатую в пять раз;
4. зубчатая передача неприхотлива в эксплуатации. По сравнению с ней ременная требует замену ремней и защиту от попадания масел и нефтей, а также регулировку натяжения ремней;
5. отсутствует статическое электричество в приводе. А в зарубежных приводах возникает статическое электричество, которое может привести к пожару или взрыву на скважине.

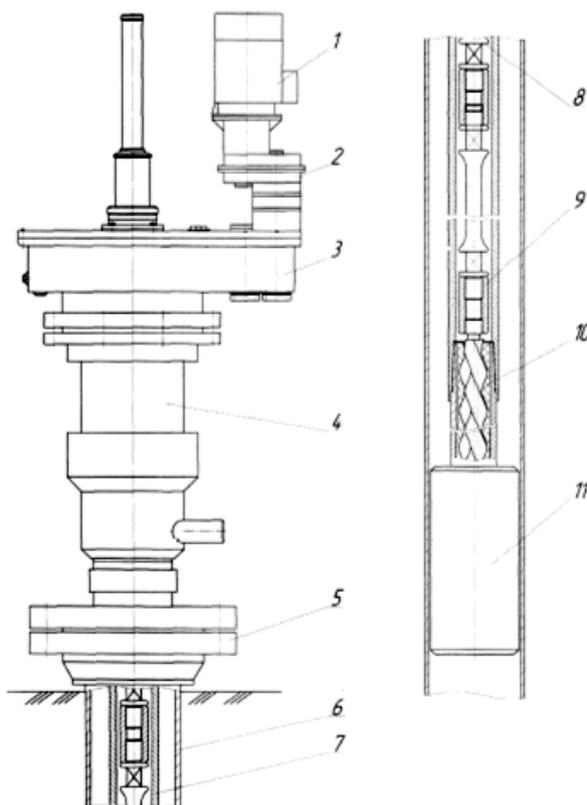


Рисунок 1.3 – Винтовая насосная установка с поверхностным приводом конструкции УГНТУ: 1 – электродвигатель; 2 – вставка модульная; 3 – редуктор; 4 – преентор сальниковый; 5 – головка колонная; 6 – колонна обсадных труб; 7 – колонна НКТ; 8 – колонна штанг; 9 – муфта; 10 – насос винтовой; 11 – механический якорь

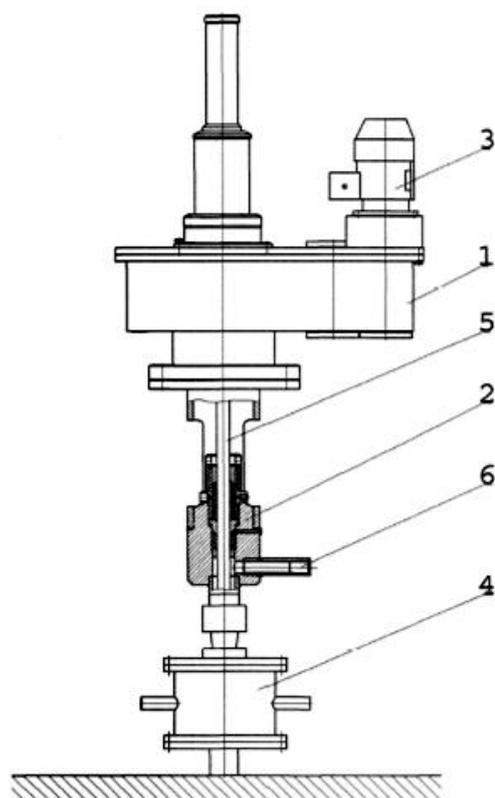


Рисунок 1.4 - Поверхностный привод винтовой насосной установки: 1 - вращатель; 2 - устьевого сальник-преентор; 3 - электродвигатель; 4 - колонная головка; 5 - полированный шток (без защитного кожуха); 6 - отводящий патрубок.

ВНУ с ПП (рис. 1.3) состоит из наземного и глубинного скважинного оборудования. В скважинное оборудование входит винтовой насос, снабженный на приемной части обратным клапаном, механический якорь, не дающий колонне НКТ отворачиваться. Ротор насоса спускается в скважину на колонне штанг, а статор на колонне НКТ, которая закрепляется в колонной головке [89]. Поверхностное оборудование ВНУ с ПП состоит из устьевого сальникового превентора, вращателя с модульной вставкой и электродвигателя. Рассматриваемый ВНУ с ПП обладает возможностью ступенчатого регулирования частоты вращения приводной штанговой колонны за счет изменения передаточного отношения в редукторе [42].

В качестве альтернативного варианта рассмотрено использование регулируемого электропривода ВНУ с ПП. Так как производительность насосной установки имеет плавный и инерционный характер, то нет необходимости применения регулируемого электропривода. Также регулируемый электропривод имеет повышенные эксплуатационные затраты на содержание квалифицированного персонала по эпизодической настройке и наладке данного привода в полевых условиях.

Эксплуатация винтового насоса конструкции УГНТУ типа УНВП-1000/40 проходила на скважине, глубина которой составляла 1137 метров. В качестве привода насосной установки использовалось поверхностное оборудование, показанное на рисунке 1.4. Насос был спущен на глубину 900 метров с помощью НКТ-73. Ротор винтового насоса приводился во вращение с определенной частотой поверхностным приводом с помощью колонны вращательных штанг диаметром 22 мм. Обсадные трубы диаметром 146 мм, толщина стенки трубы 7,7 мм. Станция управления БМС-1УП предназначенная для управления и контроля работы электродвигателя, включала блок записи расхода мощности в процессе работы насосной установки. Блочно-модульная станция управления БМС-1УП предназначена для управления и контроля работы электродвигателя привода штанговых насосов (в частности УНВП). Конструктивно станция выполнена в виде металлического шкафа, в котором

расположена силовая панель, на которой расположены модули управления и силовые элементы. На боковых стенках расположены органы управления. На дне - устройство ввода-вывода кабелей, ввод расположен слева, вывод - справа. Для подачи электропитания и управления работой станции на правой боковой стенке имеется ручка ПИТАНИЕ 3~50 Гц 380 В. Органы контроля и управления расположены на дверях станции и закрыты крышкой. На левой боковой стенке расположена ручка для подачи напряжения на разъем ПРС 3~50 Гц 380 В и сам разъём.

Станция обеспечивает следующие режимы управления работой электродвигателя: включение и отключение электродвигателя, подключенного к станции по трехпроводной схеме; включение электродвигателя через заданное время самозапуска при восстановлении напряжения питающей сети после перерыва в снабжении электроэнергией, если электродвигатель был включен. Время задержки самозапуска 3... 100 с; отключение электродвигателя при аварийных ситуациях с индикацией причины отключения.

Станция позволяет установить порог срабатывания защиты при токах перегрузки в фазах, обеспечивает блокировку двери при включенном питании, а также управление электродвигателем УНВП при небалансе токов в фазах менее 30% и токовой нагрузке в фазах менее установленного значения тока защитного срабатывания, БМС-1УП обеспечивает автоматическое отключение электродвигателя при снижении напряжения питания за пределы 380 В – 15% и включение электродвигателя через заданное время самозапуска при восстановлении номинального значения напряжения питающей сети, если электродвигатель был включен. Станция автоматически отключает электродвигатель при возникновении аварийных ситуаций с индикацией причины отключения до нажатия кнопки СБРОС или снятия напряжения питания.

ВНУ наиболее приспособлены для улучшения их режима работы. Установка имеет поверхностный привод и глубинный винтовой насос, приводимый во вращение колонной штанг. При наличии регулируемого

электропривода можно установить заданный режим ее работы и контролировать этот режим по давлению на устье и в сборном коллекторе. Альтернативным вариантом является контроль уровня жидкости в скважине в ходе откачки ее ВНУ с ПП.

В настоящее время многие нефтяные месторождения находятся в поздней или завершающей стадии эксплуатации, увеличивается количество малодебитных скважин. В этих условиях скважинная жидкость имеет высокую вязкость, в ее составе присутствуют АСПО. Также вводятся в эксплуатацию месторождения с высоковязкой и неньютоновской нефтью, с низким пластовым давлением. В результате количество малодебитных скважин непрерывно растет.

При эксплуатации месторождений с трудноизвлекаемыми запасами высоковязкой нефти использование традиционных технических средств механизированной добычи нефти (ШСНУ, центробежные бесштанговые насосы, газлифт) малоэффективно. Одним из наиболее эффективных средств механизированной добычи высоковязкой нефти является использование винтового насоса.

ВНУ эффективно применяются в условиях повышенного газосодержания пластовой жидкости. В данных условиях, наличие 50% свободного газа на приеме насоса практически не вызывает снижения его рабочих характеристик.

Винтовые насосы также эффективно применять в искривленных скважинах, т.к. угол наклона ствола скважины в месте установки винтового насоса не влияет на его рабочие параметры. Также ВНУ приспособлены к перекачке пластовой эмульсии с повышенным содержанием механических примесей (до 400 мг/л).

Главное преимущество погружных винтовых насосов по сравнению с погружными центробежными состоит в том, что с повышением вязкости до определенных пределов параметры насоса остаются практически неизменными, в то время как параметры центробежного насоса с увеличением вязкости резко снижаются [5, 33, 39].

Однако ресурс ВНУ с ПЭД небольшой, вследствие высокой скорости вращения винта, что приводит к быстрому износу оборудования. Поэтому перспективным является вращение винта при помощи колонны штанг от поверхностного привода. К тому же наземное расположение приводного электродвигателя приводит к снижению его стоимости и к отсутствию дорогостоящих гидрозащиты и длинного бронированного кабеля. ВНУ с ПП обеспечивают низкую частоту вращения винта, что создает эффективные условия для работы пласта.

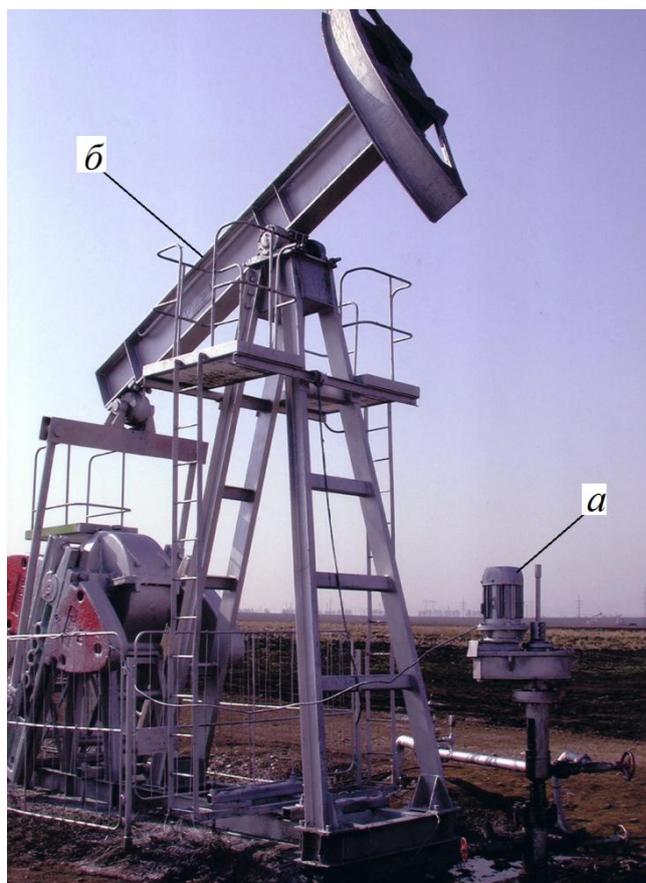


Рисунок 1.5 – Винтовая насосная установка с поверхностным приводом *а*, *б*) винтовая насосная установка; *б*) ШСНУ

и газа. С целью устранения отмеченных недостатков, а также для решения проблемы откачки жидкости повышенной вязкости были предложены одновинтовые насосы, обладающие целым рядом преимуществ по сравнению с насосами других типов.

По сравнению с центробежными насосами при эксплуатации винтовых насосов имеет место весьма малое перемешивание перекачиваемой жидкости,

К тому же ВНУ с ПП (рис. 1.5, *а*) обладают рядом преимуществ, в условиях повышенной вязкости добываемой нефти, перед широко распространенными ШСНУ со станком-качалкой (рис. 1.5, *б*) и УЭЦН (рис. 1.6). ШСНУ с СКН характеризуются громоздким, металлоемким наземным оборудованием, а УЭЦН и ВНУ с ПЭД достаточно дорогостоящие. Общим недостатком этих установок является сложность в обслуживании, а также неустойчивость в работе при добыче жидкости с высоким содержанием механических примесей

что предотвращает образование стойкой эмульсии из нефти с водой. Отсутствие клапанов и сложных проходов определяет простоту конструкции и снижает гидравлические потери. Вследствие того, что винтовые насосы имеют минимальное количество движущихся деталей (один винт), они обладают повышенной надежностью (особенно при откачке жидкостей с механическими примесями), просты в изготовлении, а их эксплуатация, монтаж и ремонт обходятся значительно дешевле. При перекачке жидкости повышенной вязкости снижаются утечки через уплотняющую контактную линию между винтом и обоймой, что улучшает характеристику насоса.

Учитывая тот факт, что объем добычи нефти с использованием ВНУ и себестоимость нефти напрямую зависят от их безаварийной работы, необходимо оптимизировать режим работы этих установок, определить наиболее рациональные режимы эксплуатации. Поэтому исследования, посвященные этому вопросу, являются актуальными.

Диссертационная работа «Повышение энергоэффективности электротехнического комплекса добывающей скважины с высоковязкой нефтью» является составной частью (рис. 1.7) общей темы по «Оптимизации энергозатрат на технологический процесс добычи, подготовки и транспортировки нефти». Ранее в этом направлении были выполнены исследования по следующим установкам: ШСНУ со станком-качалкой, ШСНУ с цепным приводом, УЭЦН с ПЭД, дожимной насосной станции (ДНС). Установки, по которым еще не проводились исследования: УЭЦН с погружным

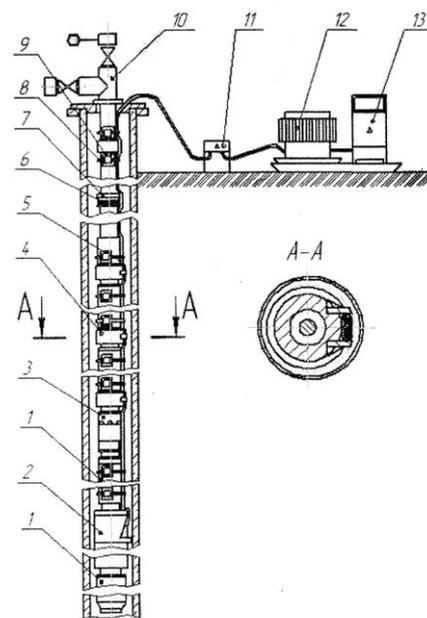


Рисунок 1.6 – Установка электроцентробежных насосов  
1 – электродвигатель; 2 – гидрозащита; 3 – насос; 4 – газосепаратор; 5 – кабель; 6 – клапан обратный; 7 – клапан сливной; 8 – пояс; 9 – НКТ; 10 – устьевое оборудование; 11 – клеммная коробка; 12 – трансформатор; 13 – станция управления.

вентильным электродвигателем, кустовая насосная станция (КНС), буровая установка (БУ), ВНУ с ПЭД.



Рисунок 1.7 – Технологический процесс добычи нефти

В данной диссертационной работе ВНУ с ПП является составной частью рассматриваемого ЭКДС. Целью диссертационной работы является повышение энергоэффективности ЭКДС с высоковязкой нефтью за счет комплексного совершенствования его принципиальной схемы, минимизации потерь электрической энергии и улучшения энергетических параметров в установившихся и переходных режимах работы этого комплекса при внешних и внутренних возмущениях в РЭС путем использования современных технических средств – скважинного нагревателя (СН) для дискретно-распределенного теплового воздействия на поток высоковязкой нефти в скважине, а также индивидуальной компенсирующей установки (КУ) при автоматической стабилизации рационального уровня напряжения в центре питания.

ЭКДС является основным электроприемником распределительной электрической сети промышленной подстанции. Промышленная подстанция включает в себя два электротехнических комплекса предприятия, которые в свою очередь включают в себя электротехнические комплексы: отходящих

линий, добывающих скважин и вспомогательного электрооборудования (ДНС, КНС, газозамерные установки (ГЗНУ), БУ).

#### 1.4 Анализ нагрузок распределительной электрической сети промышленной подстанции

На рисунке 1.8 представлена РЭС промышленной подстанции, в узлах которой могут подключаться ЭКДС с различными насосными агрегатами с поверхностными и подземными электрическими приводами, которые являются основной нагрузкой электрической сети.

В качестве объекта исследования рассматривается ЭКДС, являющийся неотъемлемой частью электротехнического комплекса нефтегазодобывающего предприятия, и содержащий ВНУ с ПП, колонну НКТ, индивидуальные СН и КУ. Рассматривается случай подключения ЭКДС с ВНУ с ПП в конце РЭС, т.е. в самых тяжелых условиях по режиму эксплуатации (рис. 1.8). В связи с чем, возникает необходимость проверки процесса пуска и самозапуска электрического привода данного комплекса при изменениях уровня напряжения в центре питания.

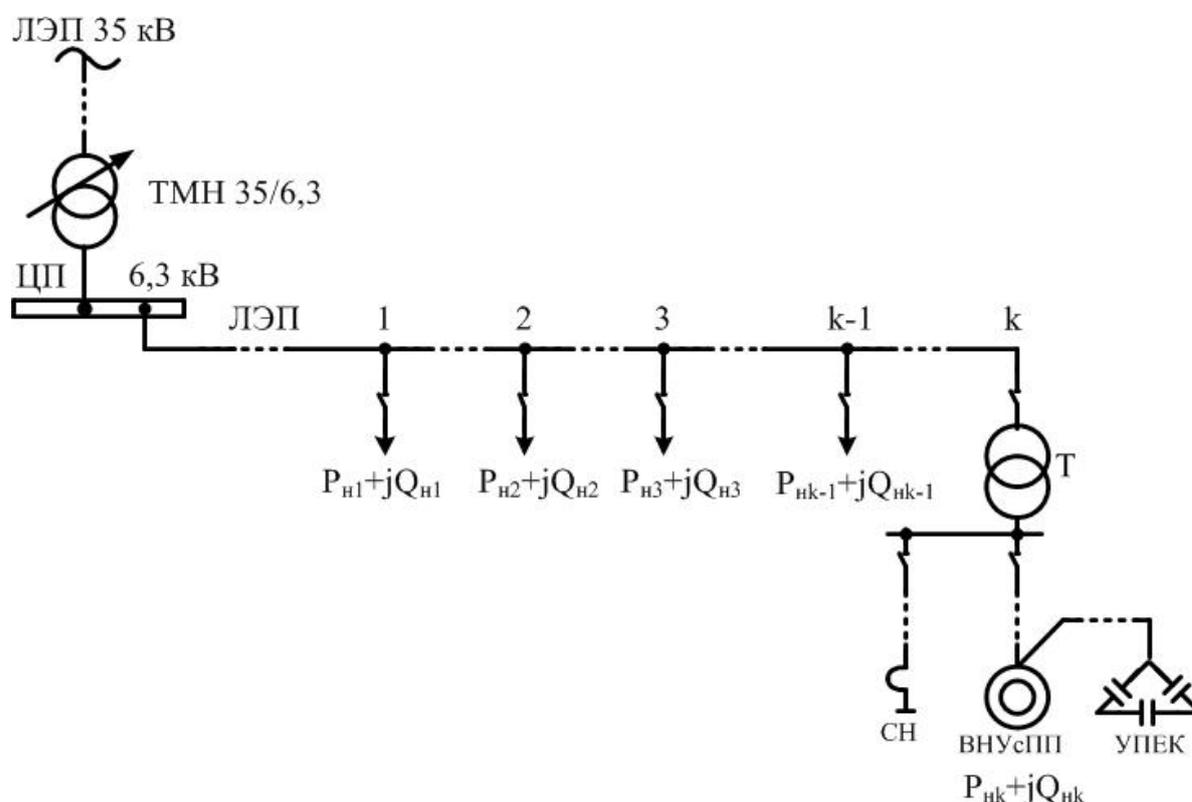


Рисунок 1.8 – Общая схема отходящей линии распределительной электрической сети, к которой подключен электротехнический комплекс добывающей скважины с винтовой насосной установкой с поверхностным приводом

На рисунке 1.8 приведены следующие обозначения: ЛЭП – линия электропередачи; ТМН – трансформатор масляный; ЦП – центр питания; Т – индивидуальный силовой трансформатор; ВНУ с ПП – винтовая насосная установка с поверхностным приводом; УПЕК – установка поперечной компенсации; СН – скважинный нагреватель.

К рассматриваемой отходящей линии (рис. 1.8) одновременно подключены различные виды насосных установок: УЭЦН, ШСНУ со станком-качалкой и с цепным приводом, ВНУ с ПП и ВНУ с ПЭД.

### **1.5 Анализ потерь электроэнергии в электрических сетях и мероприятия по их снижению**

Из анализа режима работы промышленной подстанции нефтегазодобывающего комплекса, где находится рассматриваемый объект исследования (рис. 1.8) установлено, что автоматическое регулирование уровня напряжения в центре питания (ЦП) осуществляется эпизодически или переключающие контакты устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) находятся в нулевом положении. Тогда по параметрам конструктивного исполнения силового трансформатора при уровне напряжения  $U_{ВН} = 35$  кВ на первичной обмотке на вторичной обмотке уровень напряжения составит  $U_{НН} = 6,3$  кВ (1,05 о.е.). По данным суточных графиков среднестатистическое значение уровня напряжения в центре питания составило  $U_{ср} = 6571$  В (1,095 о.е.). Минимальное значение уровня напряжения составило  $U_{\min} = 6400$  В (1,067 о.е.), максимальное значение –  $U_{\max} = 6650$  В (1,108 о.е.). Средняя длина отходящих линий от промышленной подстанции составляет не более 6 км. При существующих нагрузках отходящих линий среднее значение потерь напряжения  $\Delta U_{ср} = 0,035$  о.е. С учетом потерь напряжения в конце отходящей линии уровень напряжения изменяется в пределах  $U_{\min} = 1,032 \dots U_{\max} = 1,073$  о.е., при среднем значении  $U_{ср} = 1,06$  о.е. Из вышеизложенного следует, что все электрооборудование, подключенное в конце отходящих линий, работает с превышением

номинального уровня напряжения на 6%. Повышенный уровень напряжения приводит к повышенным потерям электрической энергии.

Из источников технической литературы известно, что при передаче ЭЭ от источников питания до приемников теряется 10...15% электроэнергии, отпущенной с шин электростанций [53, 91]. Поэтому задача экономии ЭЭ на промышленных предприятиях должна решаться путем рационального ее использования. Экономия только на 1% ЭЭ на каждом предприятии может в совокупности высвободить огромные мощности в энергосистемах.

Основным показателем качества ЭЭ в РЭС являются отклонения и провалы напряжения [63]. Всякое ухудшение качества ЭЭ влечет за собой ее перерасход. Отклонение напряжения в характерных точках промышленной РЭС должно соответствовать у ближайших электроприемников  $\delta U_A \leq +10\%$ , а у удаленных электроприемников –  $\delta U_B \leq -10\%$  от номинального напряжения электрической сети, которое определяется показателями качества ЭЭ, согласно ГОСТ 32144-2013 [19]. Отклонения величины напряжения от установленных уровней, как в сторону понижения, так и в сторону повышения, приводит к ухудшению работы электрооборудования, а в некоторых случаях к преждевременному его износу и выходу из строя. При понижении напряжения у асинхронных двигателей уменьшается скорость, возрастает ток, происходит перегрев и быстрый износ изоляции, затрудняется их пуск и самозапуск под нагрузкой [25].

К техническим мероприятиям по снижению потерь ЭЭ в электрических сетях можно отнести следующее: компенсация реактивной мощности, регулирование потоков реактивной мощности с помощью установок продольной компенсации с помощью регулировочных трансформаторов, использование устройств РПН на силовых трансформаторах в автоматическом режиме.

Для улучшения режима напряжений на предприятиях применяются различные средства регулирования напряжения, выбор которых базируется на анализе режимов напряжения на шинах центра питания и режимов нагрузок

линий, отходящих от этого центра. Основным средством регулирования напряжения являются трансформаторы с автоматическим регулированием под нагрузкой, которые позволяют регулировать напряжение в диапазоне от  $\pm 10\%$  до  $\pm 16\%$  с дискретностью 1,25...2,5% [25, 107].

Снижение потерь напряжения в воздушных питающих и РЭС, может быть реализовано за счет снижения реактивного сопротивления, т.е. снижение значения полного сопротивления линии, что достигается в результате применения установок продольной компенсации (УПК).

### **1.6 Влияние отклонения напряжения на режим работы электротехнических комплексов отходящих линий и добывающих скважин**

Согласно анализу (п. 1.5) режима работы промышленной подстанции нефтегазодобывающего комплекса, где находится рассматриваемый объект исследования (рис. 1.8) установлено, что основным показателем качества ЭЭ является отклонение напряжения. При наличии отклонения напряжения на зажимах АД изменяются частота вращения ротора, а также значения активных потерь и потребляемой реактивной мощности, что приводит к изменению экономических показателей, характеризующих его работу. Отклонения напряжения влияют на значение потерь в ЭД, поэтому тепловой износ изоляции зависит от отклонения напряжения и его загрузки [28].

На сегодняшний день выпускают силовые трансформаторы с вынесенным устройством РПН. Коммутирующее устройство РПН выполнено на силовых тиристорах, которое не ограничивает количество переключений и обеспечивает быстрое (полупериодное) регулирование уровня напряжения. Это устройство не ограничивает силовые трансформаторы по мощности. Поэтому устройство РПН можно устанавливать на силовые трансформаторы любой мощности по заказу.

### **1.7 Классификация насосных установок для добычи нефти**

Классификация насосных установок для добычи нефти приведена на рисунке 1.9. Используемые при добыче нефти винтовые насосные установки в

свою очередь подразделяются по расположению электрического привода на поверхностные и погружные.

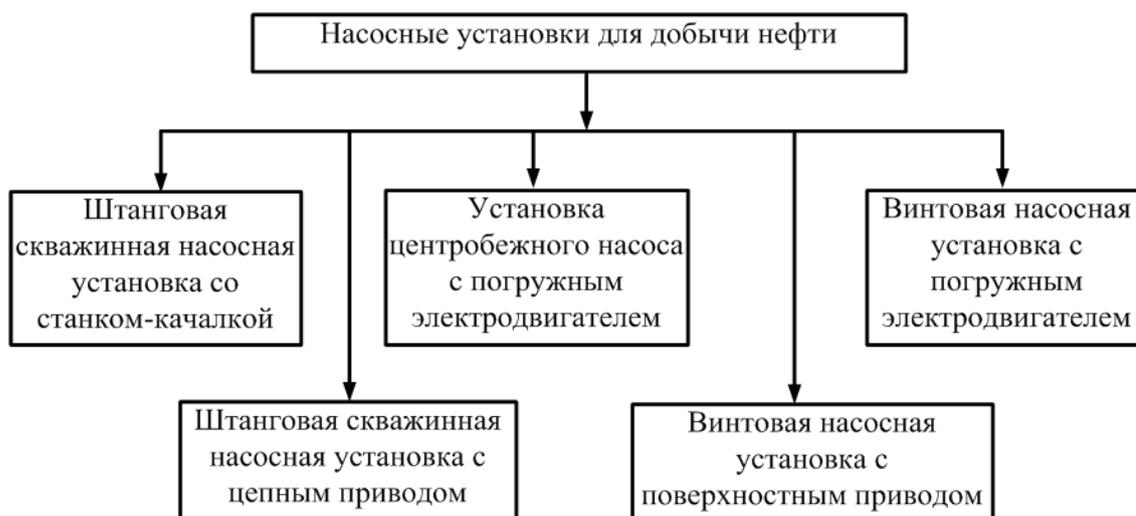


Рисунок 1.9 – Классификация насосных установок для добычи нефти

На текущий момент времени существуют следующие виды приводов винтового штангового насоса: с планетарной трансмиссией; с зубчатой трансмиссией; с клиноременной трансмиссией с двухступенчатой трансмиссией [39].

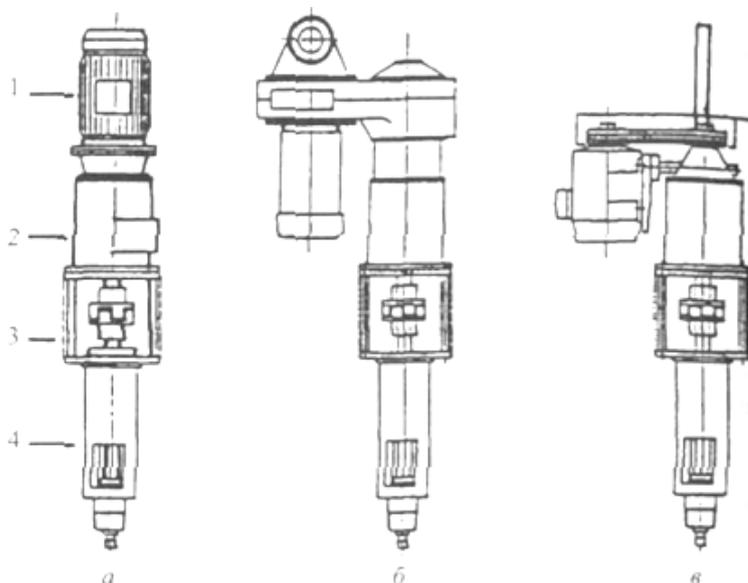


Рисунок 1.10 - Схемы приводов винтового штангового насоса

*а* – с планетарной трансмиссией, *б* – с зубчатой трансмиссией, *в* – с клиноременной трансмиссией: 1 – электродвигатель, 2 – планетарный редуктор, 3 – муфтовое соединение вала привода и полированного штока, 4 – корпус уплотнения полированного штока

Представленные на рисунке 1.10 *а, б* схемы приводов с зубчатыми редукторами имеют меньшее распространение из-за необходимости соединения тихоходного вала редуктора с полированным штоком, что приводит к

сложности подгонки длины колонны штанг. Кроме того, изменение частоты вращения привода возможно только за счет изменения скорости вращения вала электродвигателя.

Наиболее часто используется механический привод с одноступенчатой клиноременной трансмиссией (рис. 1.10, в). Такой привод имеет минимальную стоимость и массу, а для изменения частоты вращения колонны штанг (для изменения величины подачи винтового насоса) необходимо провести замену шкивов клиноременной передачи.

Конструктивная схема привода с клиноременной трансмиссией и вертикальным расположением вала приводного электродвигателя показана на рисунке 1.11.

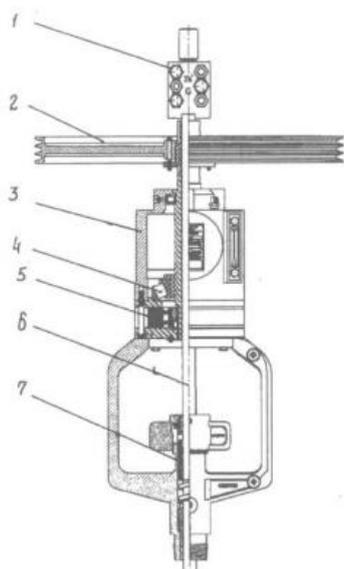


Рис. 1.11 - Конструктивная схема привода винтового штангового насоса  
1 – захват полированного штока, 2 – ведомый шкив клиноременной передачи, 3 – корпус, 4 – основной подшипник, 5 – тормозное устройство, 6 - полированный шток, 7 - уплотнение полированного штока

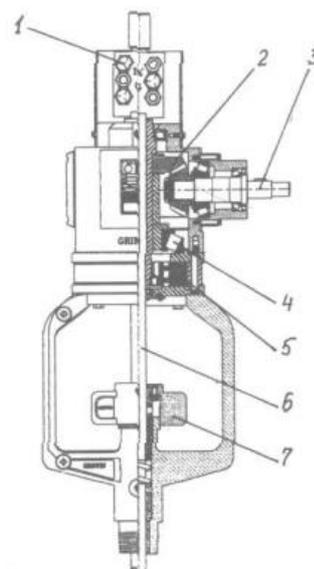


Рис. 1.12 - Конструктивная схема привода винтового штангового насоса с двухступенчатой трансмиссией  
1 – захват полированного штока, 2 – коническая зубчатая передача, 3 – вал ведомого шкива клиноременной передачи, 4 – основной подшипник, 5 – тормозное устройство, 6 - полированный шток, 7 – уплотнение полированного штока

На рисунке 1.12 приведена конструктивная схема привода с двухступенчатой трансмиссией (клиноременная передача + коническая зубчатая передача) и горизонтальным расположением электродвигателя. Данная схема привода обеспечивает большое передаточное отношение, что позволяет использовать быстроходные электродвигатели с малой массой или

обеспечивать малые скорости вращения ротора насоса.

Приводы винтовых штанговых насосов с объемными гидродвигателями имеют самый широкий диапазон регулирования частоты вращения колонны штанг и возможность оперативного управления производительностью установки. Однако такой привод является достаточно дорогим и требует высокой квалификации обслуживающего персонала и применения высококачественных рабочих жидкостей, особенно при низких температурах окружающей среды.

Большой вклад в разработку и внедрение винтовых насосных установок в разное время внесли Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Батищев О.В., Брот А.Р., Виноградов Д.Г., Габдрахимов М.С., Жулаев В.П., Зубаиров С.Г., Идиятуллин Р.М., Казак А.С., Конюхов И.Н., Крылов А.В., Рязанцев В.М., Локтев А.В., Рязанцев В.М., Султанов Б.З., Уразаков К.Р. и другие авторы.

На процесс осаждения АСПО на внутренней стенке НКТ воздействуют тремя методами: скоростной, механический, тепловой (рис. 1.13).



Рисунок 1.13 – Методы воздействия на процесс осаждения парафина

В технологии добычи нефти при борьбе с АСПО распространён тепловой метод воздействия на скважину, основанный на использовании ЭЭ, что накладывает специфические требования к режиму напряжения и электропотребления. В диссертационной работе рассматривается тепловой метод воздействия на процесс осаждения АСПО на внутренней стенке НКТ при эксплуатации ЭКДС с ВНУ с ПП.

## Выводы по главе 1

Проанализированы конструкции существующих электроприводов добывающих насосных агрегатов нефтегазодобывающих комплексов и определены особенности их энергетических параметров, которые возникают при замене ШСНУ со станком-качалкой на ВНУ с ПП. К этим особенностям относятся: снижение номинальной мощности электродвигателя с 22 кВт до 7,5 кВт, которое возникает при изменении технологии подъема жидкости при сохранении существующего суточного объема добычи нефти.

По оценкам режимов напряжения в центре питания установлено, что параметры колебаний напряжения в энергосистеме, возникающих при пусках высоковольтных электроприводов буровых, дожимных и кустовых установок, не соответствуют требуемым значениям ГОСТ 32144-2013 на качество электрической энергии. В современных распределительных электрических сетях промышленных подстанций для обеспечения заданного режима напряжения обязательно должна применяться совместная работа КУ и устройств автоматического регулирования уровня напряжения.

Выполнен сравнительный анализ существующих в настоящее время видов приводов винтового насоса с различным исполнением трансмиссии: планетарная, зубчатая, клиноременная и двухступенчатая.

С позиций современных технологий борьбы с АСПО при добыче вязкой и высоковязкой нефти рассмотрен эффективный метод теплового воздействия на нефть в скважине. Доказано, что наиболее эффективным в технологии добычи вязкой и высоковязкой нефти является ЭКДС, оборудованный ВНУ с ПП конструкции ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», привод которой имеет двухступенчатую зубчатую передачу (редуктор и модульная вставка). Данная установка обладает рядом преимуществ по сравнению с ШСНУ со станком-качалкой или цепным приводом, которые после 118,5 часов необходимо останавливать, так как требуется проведение мероприятий по очистке НКТ от АСПО.

Диссертационная работа направлена на повышение энергоэффективности

ЭКДС с высоковязкой нефтью, на улучшение энергетических характеристик, снижение потерь ЭЭ и увеличение срока службы основных механизмов добывающих установок с учётом сохранения производительности на заданном уровне.

## ГЛАВА 2 ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ

ВНУ с ПЭД имеют сложность в обслуживании из-за того, что замена насоса или привода сопряжено с подъемом и спуском всей длины НКТ, откреплением и прикреплением питающего кабеля к этим трубам. Применение поверхностного электропривода позволяет использовать общепромышленные взрывозащищенные АД и индивидуальные КУ реактивной мощности, что существенно сокращает длину питающего кабеля и приводит к снижению потерь ЭЭ в кабеле. Использование поверхностного привода позволяет эффективно использовать скважинные нагреватели (СН), которые рассредоточены вдоль длины НКТ.

Учитывая изменение принципиальной схемы ЭКДС (рис. 1.8, 2.1), когда в схему комплекса включены СН с питающим кабелем и индивидуальная КУ, подключенная к обмоткам статора ЭД, а также возникающие в РЭС внешние и внутренние возмущения уровня напряжения, необходимо исследовать режим работы этого комплекса в установившихся и переходных процессах.

В данной главе решены следующие задачи:

- усовершенствованы электротехнические комплексы нефтегазодобывающего предприятия путем использования современных технических средств: скважинного нагревателя для дискретно-распределенного теплового воздействия на поток высоковязкой нефти в скважине, а также индивидуальной компенсирующей установки. Произведен параметрический синтез энергетических параметров электротехнического комплекса добывающей скважины с требуемыми технологическими параметрами процесса добычи высоковязкой нефти и получены новые аналитические зависимости. Согласован режим работы индивидуальной компенсирующей установки и скважинного нагревателя с режимом работы электропривода комплекса;
- разработана математическая модель ЭКДС, учитывающая параметры и связи вышеперечисленных технических средств, получены новые

аналитические зависимости;

- усовершенствован известный метод расчета энергетических параметров установившихся процессов в ЭКДС, ЭКОЛ и ЭКП;
- разработаны имитационные модели режимов работы ЭКДС, ЭКОЛ и ЭКП в установившихся процессах и проведен анализ результатов моделирования, где сравнение полученных результатов с результатами натуральных измерений подтверждает адекватность математической модели исследуемому объекту.
- рассчитана энергоэффективность усовершенствованной принципиальной схемы ЭКДС с ВНУ с ПП при использовании СН и КУ.

## **2.1 Совершенствование режима работы электротехнического комплекса добывающей скважины**

На основе анализа комплектации различных вариантов ЭКДС установлено, что существует две группы комплектации ЭКДС по расположению электропривода: с ПЭД и с наземным электроприводом. Различные по конструктивному исполнению электроприводы насосных установок добывающих скважин, при исследовании установившихся и переходных режимах работы имеют существенно отличающиеся друг от друга эксплуатационные характеристики.

Исследовано качество функционирования существующего ЭКДС с ВНУ с ПП, подключенного в конце отходящей линии промышленной подстанции (рис. 1.5, 2.1, 2.2, 2.4), при различных режимах и разнообразных внешних и внутренних возмущениях питающего напряжения в РЭС.

### **2.1.1 Разработка принципиальной схемы электротехнического комплекса добывающей скважины**

Исследование установившегося режима работы электропривода ЭКДС, оборудованного ВНУ с ПП производится с целью определения рациональных энергетических параметров этого комплекса [69]. Для достижения цели разработана усовершенствованная принципиальная схема (рис. 2.1) ЭКДС. Комплекс дополнен СН и индивидуальной КУ по компенсации реактивной мощности [24].

Сформирована компоновка принципиальной схемы ЭКДС с ВНУ с ПП (рис. 2.1) в составе ЭКП, которая содержит: АД, СН, УПЕК, участок линии  $L$ , соединяющий ЭКДС с воздушной линией электропередачи (точка А), индивидуальный силовой трансформатор  $T$ , а также кабельные линии, питающие АД ( $l_1$ ), СН ( $l_2$ ) и УПЕК ( $l_3$ ).

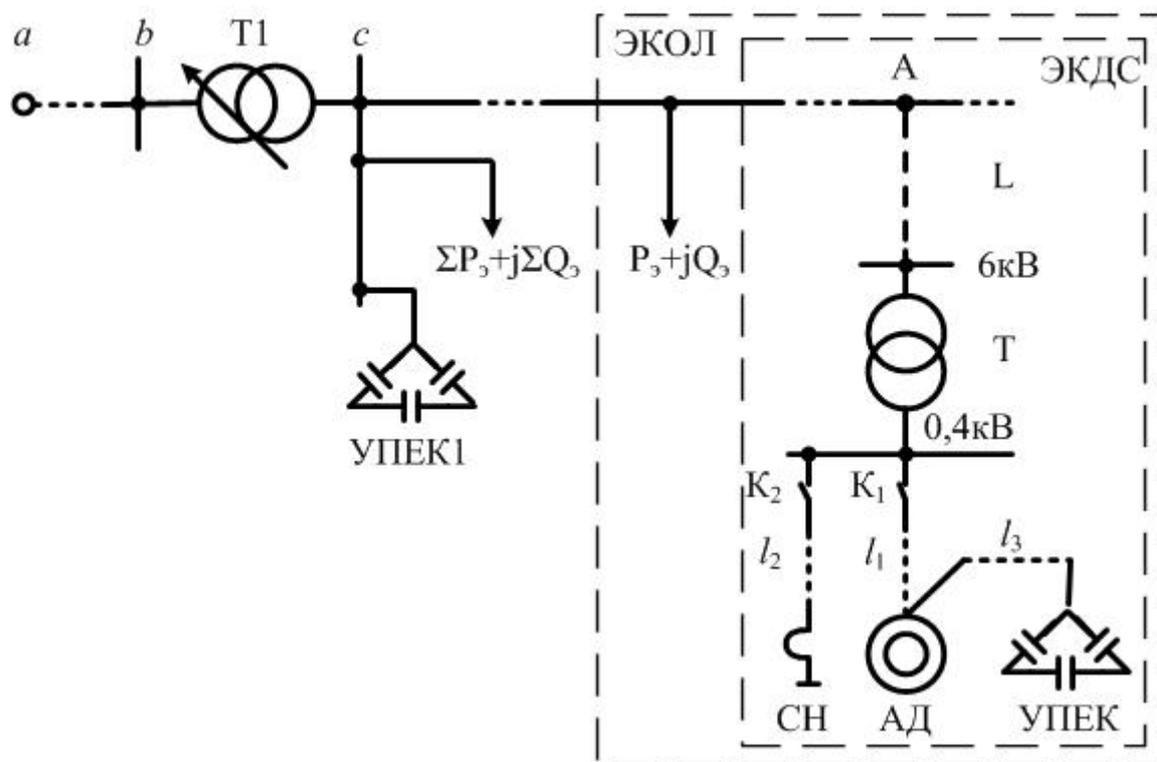


Рисунок 2.1 – Принципиальная схема электротехнического комплекса предприятия

На схеме приведена эквивалентная нагрузка отходящей линии ( $P_3 + jQ_3$ ), эквивалентная нагрузка центра питания ( $\Sigma P_3 + j\Sigma Q_3$ ), силовой трансформатор промышленной подстанции  $T1$  и установка централизованной компенсации реактивной мощности (УПЕК1). ЭКДС с ВНУ с ПП подключен в конце отходящей линии промышленной подстанции.

Суммарные параметры рассматриваемой отходящей линии с учетом параметров ЭКДС с учетом и без учета индивидуальных КУ определяются:

$$P_{\Sigma} = P_3 + P_{\text{ЭКДС}}; \quad P_{\Sigma c} = P_{3.c} + P_{\text{ЭКДС.c}} \approx P_{\Sigma};$$

$$Q_{\Sigma} = Q_3 + Q_{\text{ЭКДС}}; \quad Q_{\Sigma c} = Q_{3.c} + Q_{\text{ЭКДС.c}},$$

где  $P_3$ ,  $P_{\text{ЭКДС}}$  – эквивалентные активные мощности отходящей линии (ОЛ) и ЭКДС;  $Q_3$ ,  $Q_{\text{ЭКДС}}$  – эквивалентные реактивные мощности ОЛ и ЭКДС;

$P_{э.с.}$ ,  $P_{ЭКДС.с}$  – эквивалентные активные мощности ОЛ и ЭКДС с учетом КРМ;  
 $Q_{э.с.}$ ,  $Q_{ЭКДС.с}$  – эквивалентные реактивные мощности ОЛ и рассматриваемого ЭКДС с учетом КРМ.

Практическая реализация ЭКДС приведена на рисунке 2.2 (совместная разработка ФГБОУ ВО Уфимского государственного нефтяного технического университета и ООО «Научно-производственная фирма ОЛТА»).

Станция управления ЭКДС ВНУ с ПП, представленная на рисунке 2.2 в, имеет индивидуальный микропроцессорный узел учета ЭЭ, с помощью которого произведены натурные измерения энергетических параметров данного комплекса. В качестве регистрирующего устройства ЭЭ используется индивидуальная микропроцессорная система счетчика типа «Альфа А2», которая встроена в станцию управления (рис. 2.2, в). Счетчик позволяет производить фиксацию максимальной мощности нагрузки на расчетном интервале времени, фиксацию даты и времени максимальной активной и реактивной мощности для каждой тарифной зоны, а также записывать и хранить массив данных по нагрузке в памяти счетчика.



Рисунок 2.2 - Электротехнический комплекс добывающей скважины: а) винтовая насосная установка с поверхностным приводом; б) штанговая скважинная насосная установка; в) станция управления винтовой насосной установкой с поверхностным приводом; г) станция управления штанговой скважинной насосной установкой

Для снижения вязкости нефти и борьбы с АСПО на внутренней стенке НКТ в рассматриваемом комплексе (рис. 2.1, 2.2) СН с питающим кабелем ( $l_2$ ).

Скважинный нагреватель устанавливается в скважине снаружи НКТ, на глубине, определяемой моментом фазового перехода АСПО от жидкого состояния в аморфное и далее в кристаллическое состояние. Выделение тепла происходит за счет омических потерь в нагревательных жилах кабеля.

В настоящее время существуют нагреватели с номинальными параметрами: мощность - до 50 кВт и более, номинальный ток - 30 А, номинальное напряжение - 1023 В. При использовании этих нагревателей температура нагрева перекачиваемой эмульсии достигает 90°C. Из технических характеристик нагревателей видно, что, в основном, параметры электродвигателей установок нефтедобычи близки к параметрам нагревателя, а мощности некоторых типоразмеров ЭД ниже мощности нагревателя в 2...3 раза [98]. При включении скважинного нагревателя увеличивается потребление активной мощности ЭКДС, в результате чего повышается коэффициент мощности этого комплекса.

Для определения рациональных энергетических параметров ЭКОЛ и ЭКП и определения рационального уровня напряжения в ЦП принципиальная схема ЭКП (рис. 2.1) представлена в виде схемы замещения (рис. 2.3).

На рисунке 2.3 приведены следующие параметры элементов схемы замещения ЭКП:  $R_{II}$ ,  $X_{II}$  – активное и индуктивное сопротивления питающей линии промышленной подстанции;  $R_{T1}$ ,  $X_{T1}$  – активное и индуктивное сопротивления силового трансформатора Т1 промышленной подстанции;  $X_{C1}$  – индуктивное сопротивление централизованной УПЕК1;  $R_{\Sigma P_3}$ ,  $X_{\Sigma Q_3}$  – активное и индуктивное сопротивления эквивалентной нагрузки центра питания без учета эквивалентной нагрузки рассматриваемой ОЛ;  $R_{P_3}$ ,  $X_{Q_3}$  – активное и индуктивное сопротивления эквивалентной нагрузки ОЛ;  $u_s$ ,  $i_s$  – входные напряжение и ток питающей линии промышленной подстанции;

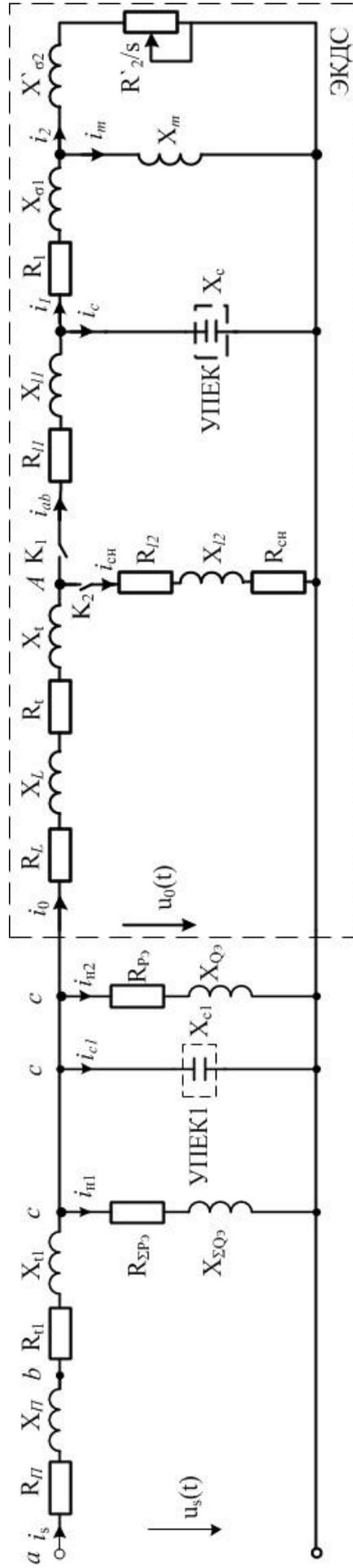


Рисунок 2.3 – Схема замещения электрогенерического комплекса предприятия

$i_{c1}$  – ток централизованной УПЕК;  $i_{n1}$  – эквивалентный ток нагрузки без учета эквивалентного тока рассматриваемой ОЛ;  $i_{n2}$  – эквивалентный ток рассматриваемой ОЛ;  $R_L, X_L$  – активное и индуктивное сопротивления воздушной питающей линии электропередачи;  $R_t, X_t$  – активное и индуктивное сопротивления силового трансформатора;  $R_{l1}, X_{l1}$  – активное и индуктивное сопротивления кабельной линии, питающей АД;  $R_{l2}, X_{l2}$  – активное и индуктивное сопротивления кабельной линии, питающей СН;  $R_{CH}$  – активное сопротивление СН;  $K_1, K_2$  – контакты магнитных пускателей;  $X_C$  – индуктивное сопротивление УПЕК; ввиду того что длина питающего кабеля УПЕК  $l_3$  мала (т.к. УПЕК встроена в станцию управления), то параметрами этого кабеля в расчетах можно пренебречь; параметры Т-образной схемы замещения АД;  $u_0$  – входное напряжение в ЭКДС;  $i_0$  – ток участка воздушной линии или входной ток;  $i_{CH}$  – ток кабельной линии, питающий СН;  $i_{ab}$  – ток кабельной линии, питающий АД;  $i_c$  – ток кабельной линии, питающий УПЕК;  $i_1$  – ток статора;  $i_2$  – ток ротора;  $i_m$  – ток контура намагничивания.

Данная схема замещения (рис. 2.3) необходима для определения параметров начальных условий РЭС при исследовании процесса пуска и самозапуска электропривода ЭКДС.

### **2.1.2 Анализ результатов экспериментальных исследований электропотребления электротехнического комплекса добывающей скважины**

В результате натурных измерений энергетических параметров ЭКДС, оборудованного ВНУ с ПП получены фактические графики потребления активной мощности за полный технологический цикл, без учета и с учетом индивидуальной КУ (рис. 2.4). Приведенные графики подтверждают качество функционирования существующего ЭКДС с ВНУ с ПП.

Анализ фактического графика потребления активной мощности ВНУ с ПП за полный технологический цикл (рис. 2.4), показал, что режим работы

установки является длительным, при этом время цикла, определённое из графика, составляет  $t_u = 13200$  минут (или  $t_u = 220$  часов) [66]. В месяц ВНУ с ПП работает  $n_m = 2,5$  цикла, в год  $N = 30$  циклов [66, 97, 99, 100].

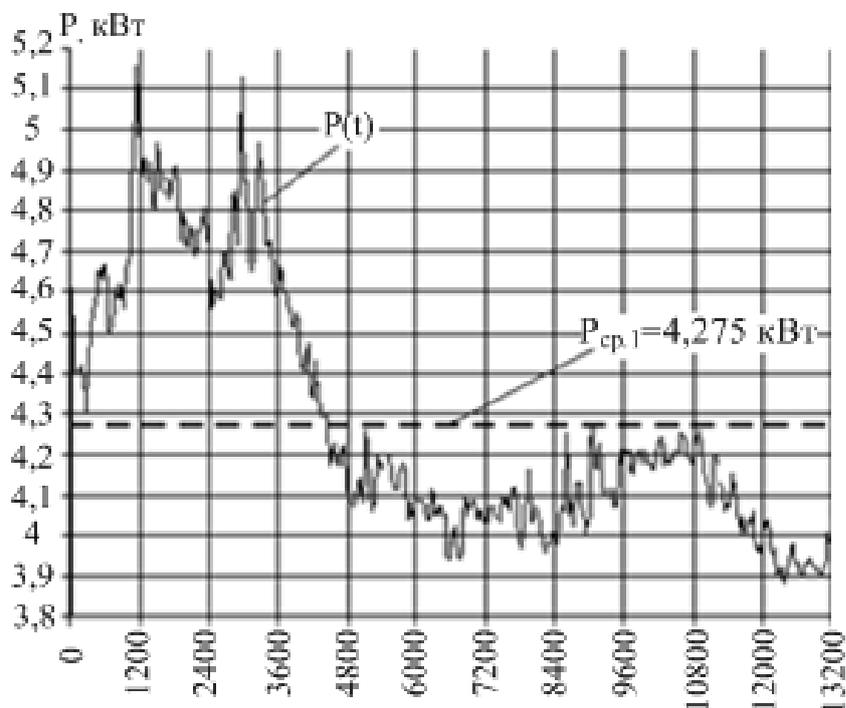


Рисунок 2.4 – Фактический график активной мощности винтовой насосной установки с поверхностным приводом за полный технологический цикл без индивидуальной УПЕК (13200 мин. / 220 часов)

Среднее значение потребляемой активной мощности ВНУ с ПП за полный технологический цикл составляет  $P_{ср.1} = 4,275$  кВт (рис. 2.4, а) при паспортных данных АД типа АД 4А132М6УЗ:  $P_n = 7,5$  кВт;  $U_n = 380$  В;  $\eta = 0,855$ ;  $\cos\varphi = 0,81$ ;  $n_n = 968$  об/мин. Фактический коэффициент загрузки электрического привода:

$$k_3 = \frac{P_{ср.1}}{P_n} = \frac{4,275}{7,5} = 0,57.$$

Среднее значение фактической полной мощности АД:

$$S_{ср.1} = \sqrt{P_{ср.1}^2 + Q_{ср.1}^2} = 6,25 \text{ кВ}\cdot\text{А},$$

где  $Q_{ср.1} = 4,56$  - среднее фактическое значение реактивной мощности ВНУ с ПП.

Среднее значение коэффициента мощности АД:

$$\cos\varphi_{cp.1} = \frac{P_{cp.1}}{S_{cp.1}} = \frac{4,275}{6,25} = 0,684.$$

Среднее значение коэффициента реактивной мощности:

$$\operatorname{tg}\varphi_{cp.1} = \frac{Q_{cp.1}}{P_{cp.1}} = \frac{4,56}{4,275} = 1,07.$$

Коэффициент реактивной мощности при использовании индивидуальной КУ:

$$\operatorname{tg}\varphi_{ky} = \operatorname{tg}\varphi_{cp.1} - \operatorname{tg}\varphi_{сисг.} = 1,07 - 0,4 = 0,67.$$

Реактивная мощность индивидуальной КУ при этом:

$$Q_{ky} = \operatorname{tg}\varphi_{ky} \cdot P_{cp.1} = 0,67 \cdot 4,275 = 2,86 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Определены основные энергетические параметры и затраты ЭЭ на процесс добычи нефти:

1. Потребление ЭЭ за полный технологический цикл:

$$W_{cp.1} = P_{cp.1} \cdot t_u, \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \quad W_{cp.2} = P_{cp.2} \cdot t_u, \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где  $t_u$  - время работы за полный технологический цикл.

2. Суммарное снижение затрат ЭЭ за год [101...103]:

$$\Sigma\Delta W = (W_{cp.1} - W_{cp.2}) \cdot N, \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

3. Производительность насосных установок в год:  $G = G_{BHV} \cdot t_u \cdot N, \text{ м}^3$ .

4. Снижение затрат ЭЭ и мощности при добыче одного  $\text{м}^3$  нефти:

$$\Delta g = \frac{\Sigma\Delta W}{G}, \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{м}^3, \quad \Delta p = \frac{\Delta g}{T_{ч.г.}} = \frac{\Delta g}{8760}, \text{ кВт} / \text{м}^3.$$

### 2.1.3 Разработка математической модели электротехнического комплекса добывающей скважины в установившемся режиме работы

С учетом новых элементов и их связей (СН и индивидуальной КУ) представленных в принципиальной схеме и схеме замещения (рис. 2.1, 2.3) и на основе известной [63] математической модели электротехнического комплекса добывающей скважины ЭКДС разработана математическая модель (выделенный пунктиром фрагмент рисунка 2.3), которая позволяет оценить

потери в ЭКДС и исследовать их зависимость в установившемся режиме работы комплекса.

При разработке математической модели ЭКДС в установившемся режиме работы предварительно определяются параметры новых элементов по схеме замещения относительно рисунка 2.3:

$$P_{сн} = 3 \text{ кВт} - \text{мощность СН};$$

$$U_{н.сн} = 380 \text{ В} - \text{номинальное напряжение СН};$$

$$\cos \varphi_{н.сн} = 0,996 - \text{коэффициент мощности СН};$$

$$P_{ф.сн} = \frac{P_{сн}}{3} = 1000 \text{ Вт} - \text{активная мощность одной фазы СН};$$

$$U_{\phi} = \frac{U_{н.сн}}{\sqrt{3}} = 220 \text{ В} - \text{фазное напряжение СН};$$

$$U_{\phi.m} = 220 \cdot \sqrt{2} = 311 \text{ В} - \text{амплитудное значение фазного напряжения};$$

$$S_{ф.сн} = \frac{P_{ф.сн}}{\cos \varphi_{н.сн}} = \frac{1000}{0,996} = 1004 \text{ В} \cdot \text{А} - \text{полная мощность СН};$$

$$Q_{ф.сн} = \sqrt{S_{ф.сн}^2 - P_{ф.сн}^2} = \sqrt{1004^2 - 1000^2} = 89,71 \text{ В} \cdot \text{Ар} - \text{реактивная мощность СН};$$

$$I_{ф.сн} = \frac{S_{ф.сн}}{U_{\phi.m}} = \frac{1004}{311} = 3,23 \text{ А} - \text{фазный ток СН};$$

$$I_{а.сн} = I_{ф.сн} \cdot \cos \varphi_{н.сн} = 3,23 \cdot 0,996 = 3,21 \text{ А} - \text{активная составляющая фазного тока СН};$$

$$R_{сн} = \frac{P_{ф.сн}}{I_{а.сн}^2} = \frac{1000}{3,21^2} = 96,80 \text{ Ом} - \text{активное сопротивление СН};$$

$$Z_{сн} = \frac{U_{\phi.m}}{I_{ф.сн}} = \frac{311}{3,23} = 96,41 \text{ Ом} - \text{модуль полного сопротивления СН};$$

$$X_{сн} = \sqrt{Z_{сн}^2 - R_{сн}^2} \text{ Ом} - \text{индуктивное сопротивление СН}.$$

Так как  $R_{сн} \gg X_{сн}$ , то значением  $X_{сн}$  пренебрегаем.

Параметры схемы замещения воздушной ЛЭП и силового трансформатора приводятся к уровню напряжения низшей ступени (0,4 кВ).

ЛЭП до узла отходящей линии выполнена проводом марки А 70 с удельными (погонными) сопротивлениями  $r_0 = 0,46$  Ом/км и  $x_0 = 0,341$  Ом/км [17],  $L = 3,8$  км – длина воздушной ЛЭП до узла отходящей линии,

Активное и реактивное сопротивления воздушной линии 6 кВ, приведенные к напряжению 0,4 кВ:

$$R_{L*} = R_L \cdot \left( \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2 = r_0 \cdot L \cdot \left( \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2 = 0,46 \cdot 3,8 \cdot \left( \frac{0,4}{6} \right)^2 = 0,00777 \text{ Ом};$$

$$X_{L*} = X_L \cdot \left( \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2 = x_0 \cdot L \cdot \left( \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2 = 0,341 \cdot 3,8 \cdot \left( \frac{0,4}{6} \right)^2 = 0,00576 \text{ Ом}.$$

Приведенные параметры схемы замещения силового трансформатора: Т – индивидуальный понижающий трехфазный двухобмоточный трансформатор типа ТМ-25/6/0,4 [17]:  $S_{ном} = 25$  кВА,  $U_{ном.ВН} = 6$  кВ,  $U_{ном.НН} = 0,4$  кВ,  $u_k = 4,5$  %,  $\Delta P_k = 0,6$  кВт,  $\Delta P_x = 0,13$  кВт,  $\Delta Q_x = 0,80$  квар,  $I_x = 3,2$  %,  $R_t = 39,6$  Ом,  $X_t = 54,8$  Ом.

Активное и реактивное сопротивления силового трансформатора, приведенные к напряжению 0,4 кВ:

$$R_{t*} = R_t \cdot \left( \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2 = 39,6 \cdot \left( \frac{0,4}{6} \right)^2 = 0,176 \text{ Ом};$$

$$X_{t*} = X_t \cdot \left( \frac{U_{HH}}{U_{BH}} \right)^2 = 54,8 \cdot \left( \frac{0,4}{6} \right)^2 = 0,24356 \text{ Ом}.$$

Кабельная линия, питающая АД, марки КРБК:  $l_1 = 0,02$  км – длина, удельные сопротивления:  $r_0 = 1,15$  Ом/км и  $x_0 = 0,0675$  Ом/км.

Кабельная линия, питающая СН, марки КПБП:  $l_2 = 0,6$  км – длина, удельные сопротивления:  $r_0 = 1,84$  Ом/км и  $x_0 = 0,073$  Ом/км [17].

$$R_{l1} = r_0 \cdot l_1 = 0,023 \text{ Ом}; \quad X_{l1} = x_0 \cdot l_1 = 0,00135 \text{ Ом};$$

$$R_{l2} = r_0 \cdot l_2 = 1,104 \text{ Ом}; \quad X_{l2} = x_0 \cdot l_2 = 0,0438 \text{ Ом}.$$

Технические характеристики АД представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Технические характеристики электродвигателя типа 4А 132М6У3 [4]

Номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$ , В	380
Номинальная мощность $P_{\text{НОМ}}$ , кВт	7,5
Число полюсов $2p$	6
Скорость вращения магнитного поля $n_0$ , об/мин	1000
Номинальная частота вращения $n_{\text{НОМ}}$ , об/мин	968
Номинальное КПД $\eta_{\text{НОМ}}$	0,855
Номинальный коэффициент мощности $\cos \Phi_{\text{НОМ}}$	0,81
Номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$ , А	16,5
Номинальный момент $M_{\text{НОМ}}$ , Н·м	74
Отношение максимального момента к номинальному моменту	2,5
Отношение пускового момента к номинальному моменту	2,0
Отношение минимального момента к номинальному моменту	1,8
Отношение пускового тока к номинальному току	6,0
Момент инерции ротора $J$ , кг/м <sup>2</sup>	0,058
Момент инерции штанги, $J_{\text{шт.}}$ , кг/м <sup>2</sup>	0,1628
Суммарный момент инерции, $J_{\Sigma}$ , кг/м <sup>2</sup>	0,2208
Критическое скольжение $s_k$	0,26
Номинальное скольжение $s_H$	0,032
Способ охлаждения	ICA 0141

Определение параметров АД привода ВНУ производилось четырьмя методами [4, 37, 88, 114]. Полученные результаты были проанализированы, их значение было усреднено, определены отклонения полученных параметров от среднего значения. Для дальнейших расчетов приняты параметры, представленные в таблице 2.2, отклонения которых от среднего значения минимальны.

Таблица 2.2 – Параметры схемы замещения двигателя в физических и относительных единицах

Наименование	В физических единицах (Ом)	В относительных единицах (о.е.)
Активное сопротивление рассеяния обмотки статора:	$R_1 = 0,72$	$R_{1*} = \frac{R_1}{Z_6} = \frac{0,72}{13,33} = 0,05401$
Индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора:	$X_{1\sigma} = 0,541$	$X_{1\sigma*} = \frac{X_{1\sigma}}{Z_6} = 0,04059$
Активное сопротивление рассеяния обмотки ротора, приведенное к обмотке статора:	$R'_2 = 0,34$	$R'_{2*} = \frac{R'_2}{Z_6} = 0,02551$

Продолжение таблицы 2.2

Индуктивное сопротивление рассеяния обмотки ротора, приведенное к обмотке статора:	$X'_{2\sigma} = 1,715$	$X'_{2\sigma^*} = \frac{X'_{2\sigma}}{Z_{\delta}} = 0,12866$
Индуктивное сопротивление контура намагничивания:	$X_m = 17,97$	$X_{m^*} = \frac{X_m}{Z_{\delta}} = 1,34809$

Номинальная полная мощность АД, потребляемая из электрической сети:

$$S_{I_n} = \frac{P_n}{\cos \varphi_n \cdot \eta_n} = \frac{7500}{0,81 \cdot 0,855} = 10830 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Номинальная реактивная мощности АД:

$$Q_{I_n} = \sqrt{S_{I_n}^2 - P_n^2} = 7812 \text{ вар}.$$

Номинальный ток статора ЭД:

$$I_{I_n} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi_n \cdot \eta_n} = \frac{7500}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,81 \cdot 0,855} = 16,45 \text{ А}.$$

Номинальный амплитудный ток статора АД:

$$I_{\delta} = I_{m.I_n} = \sqrt{2} \cdot I_{I_n} = \sqrt{2} \cdot 16,45 = 23,27 \text{ А}.$$

Базисное амплитудное напряжение:  $U_{\delta} = \frac{U_n \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = \frac{380 \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}} = 310 \text{ В}.$

Базисное амплитудное сопротивление:  $Z_{\delta} = \frac{U_{\delta}}{I_{\delta}} = \frac{310}{23,27} = 13,33 \text{ Ом}.$

Реактивная мощность УПЕК:  $Q_{н.УПЕК} = Q_{I_n} - 0,6 \cdot Q_{I_n} = 3125 \text{ вар}.$

Реактивная составляющая номинального тока АД:

$$I_{p.n} = I_n \cdot \sin \varphi_n = I_n \cdot \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_n} = 16,45 \cdot \sqrt{1 - 0,81^2} = 9,65 \text{ А}.$$

Фазное номинальное значение емкостного сопротивления при соединении в треугольник:

$$X_C^{\Delta} = \frac{Q_{н.УПЕК}}{I_{p.n}^2} = \frac{3125}{9,65^2} = 34 \text{ Ом}.$$

Фазное номинальное значение емкостного сопротивления при соединении в звезду:

$$X_C^{\lambda} = \frac{X_C^{\Delta}}{3} = \frac{34}{3} \approx 11 \text{ Ом}.$$

Фазное значение емкости компенсирующей установки:

$$X_C^\lambda = \frac{1}{\omega \cdot C}, \text{ отсюда } C = \frac{1}{\omega \cdot X_C^\lambda} = \frac{1}{314 \cdot 11} = 0,00029 \text{ Ф.}$$

Для определения эквивалентного сопротивления ЭКДС, выделенный фрагмент схемы замещения рисунка 2.3 представлен на рисунке 2.5. По данной схеме определено эквивалентное сопротивление ЭКДС, которое учитывает параметры СН и индивидуальной КУ.

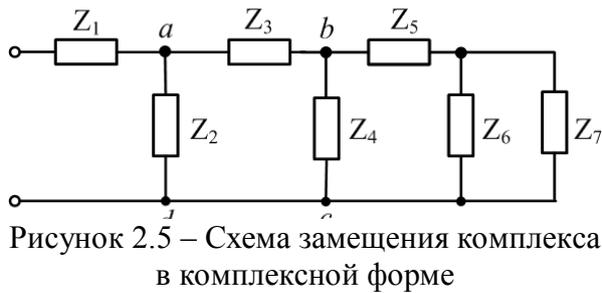


Рисунок 2.5 – Схема замещения комплекса в комплексной форме

Аналитические зависимости, полученные с помощью разработанной математической модели ЭКДС, дополняют известный метод расчета по определению энергетических

параметров этого комплекса в установившемся режиме работы.

$$Z_{67} = \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7}; \quad Z_{567} = Z_5 + Z_{67}; \quad Z_{4567} = \frac{Z_4 \cdot Z_{567}}{Z_4 + Z_{567}};$$

$$Z_{34} = Z_3 + Z_{4567}; \quad Z_{23} = \frac{Z_2 \cdot Z_{34}}{Z_2 + Z_{34}}; \quad Z_{\text{ЭКВ}} = Z_1 + Z_{23}.$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} = \frac{Z_2 \cdot \left[ \frac{Z_4 \cdot \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right)}{Z_4 + \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right)} + Z_3 \right]}{Z_2 + \left[ \frac{Z_4 \cdot \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right)}{Z_4 + \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right)} + Z_3 \right]} + Z_1;$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} = \frac{Z_2 \cdot \left[ \frac{Z_4 \cdot \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right) + Z_3 \cdot \left[ Z_4 + \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right) \right]}{Z_4 + \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right)} \right]}{Z_2 + \left[ \frac{Z_4 \cdot \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right)}{Z_4 + \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right)} + Z_3 \right]} + Z_1;$$

$$Z_{\text{ЭКВ}} = \frac{Z_2 \cdot \left[ \frac{Z_4 \cdot \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right) + Z_3 \cdot \left[ Z_4 + \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right) \right]}{Z_4 + \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right)} \right] + Z_1}{\left[ \frac{Z_2 \cdot \left[ Z_4 + \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right) \right] + Z_4 \cdot \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right) + Z_3 \cdot \left[ Z_4 + \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right) \right]}{Z_4 + \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right)} \right] + Z_1} = 0.$$

$$\frac{Z_2 \cdot \left[ Z_4 \cdot \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right) + Z_3 \cdot \left[ Z_4 + \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right) \right] \right] + Z_1 \cdot \left[ (Z_2 + Z_3) \cdot \left[ Z_4 + \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right) \right] + Z_4 \cdot \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right) \right]}{(Z_2 + Z_3) \cdot \left[ Z_4 + \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right) \right] + Z_4 \cdot \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right)}$$

### 2.1.4 Результаты математического моделирования электротехнического комплекса добывающей скважины в установившемся режиме работы

Математическое моделирование установившегося режима работы ЭКДС производилось при начальных условиях:

1. Анцапфа индивидуального понижающего силового трансформатора ЭКДС находится в нулевом положении.
2. Мощность УПЕК равна  $0,15 \cdot Q_{\text{ном}}$ , где  $Q_{\text{ном}}$  – номинальная реактивная мощность АД.
3. Параметры питающей линии ЭКДС приведены к среднему напряжению 0,4 кВ
4. Входное среднее напряжение ЭКДС 0,4 кВ варьировалось в пределах 0,8...1,1 о.е. от номинального уровня напряжения.

Результаты математического моделирования представлены в системе относительных единиц (Приложение А, табл. А.1, А.2). В результате математического моделирования получены графики зависимостей энергетических параметров ЭКДС, которые приведены на рисунках 2.6...2.21.

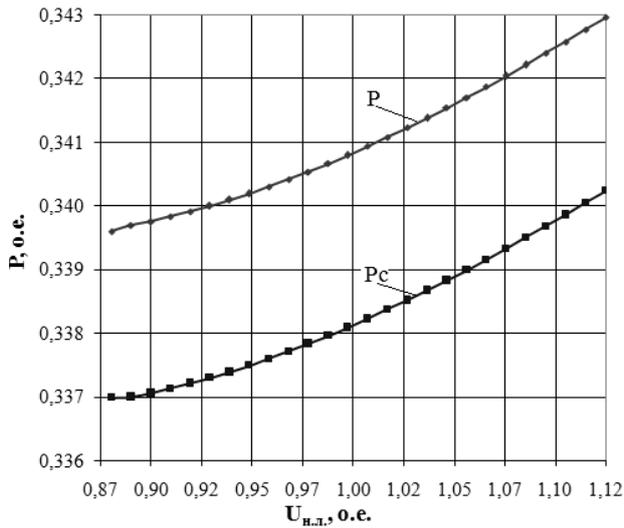


Рисунок 2.6 – График зависимостей активной мощности в функции напряжения в начале линии

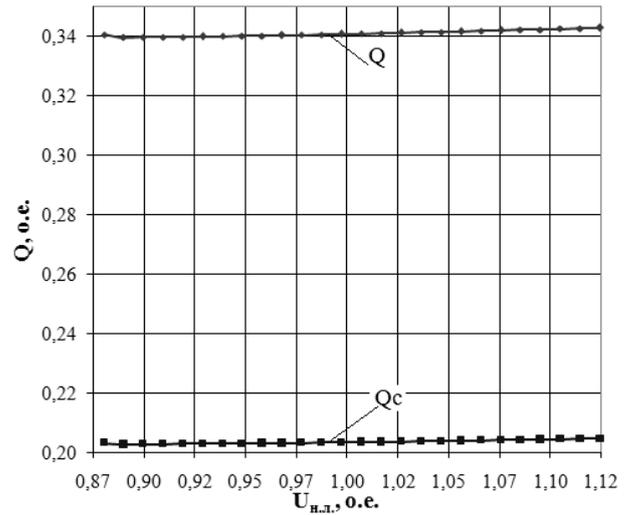


Рисунок 2.7 – График зависимостей реактивной мощности в функции напряжения в начале линии

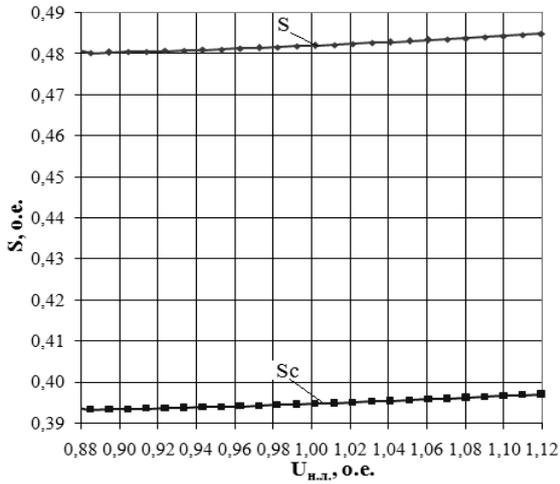


Рисунок 2.8 – График зависимостей потребления мощности из сети в функции напряжения в начале линии

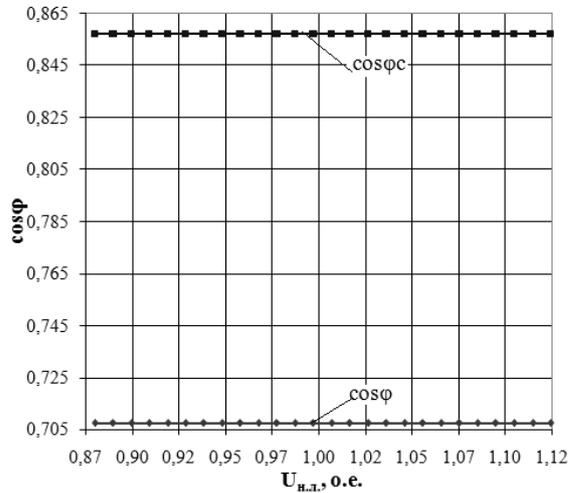


Рисунок 2.9 – График зависимостей коэффициента мощности в функции напряжения в начале линии

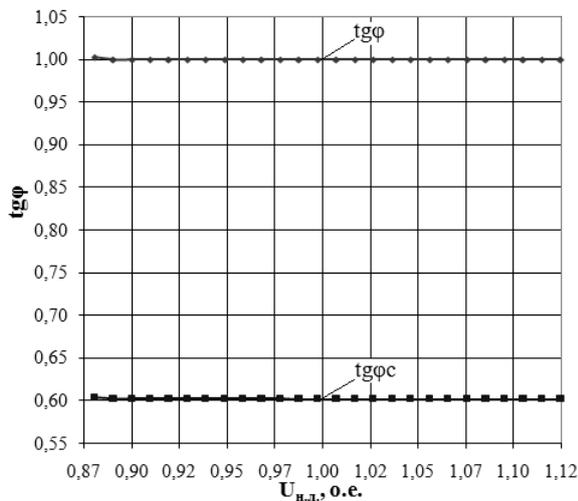


Рисунок 2.10 – График зависимостей коэффициента реактивной мощности в функции напряжения в начале линии

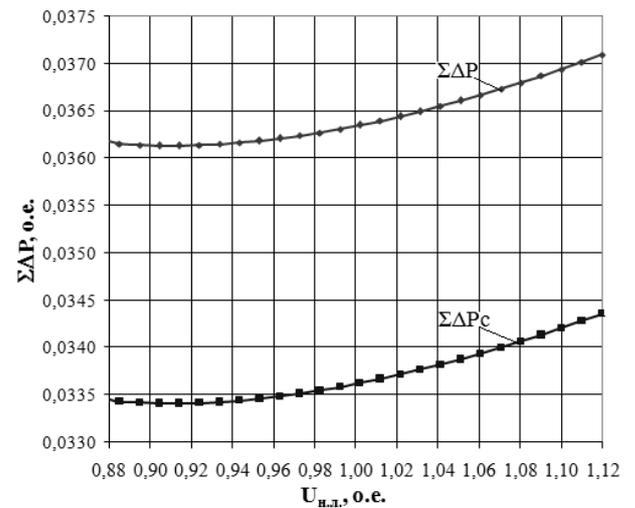


Рисунок 2.11 – График зависимостей потерь активной мощности в электрооборудовании в функции напряжения в начале линии

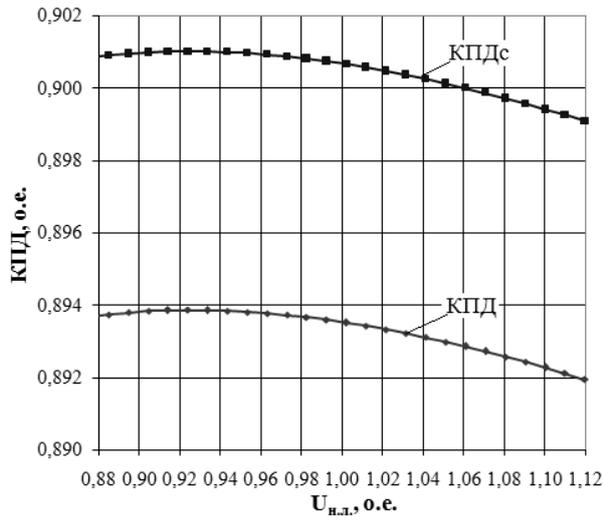


Рисунок 2.12 – График зависимостей КПД в функции напряжения в начале линии

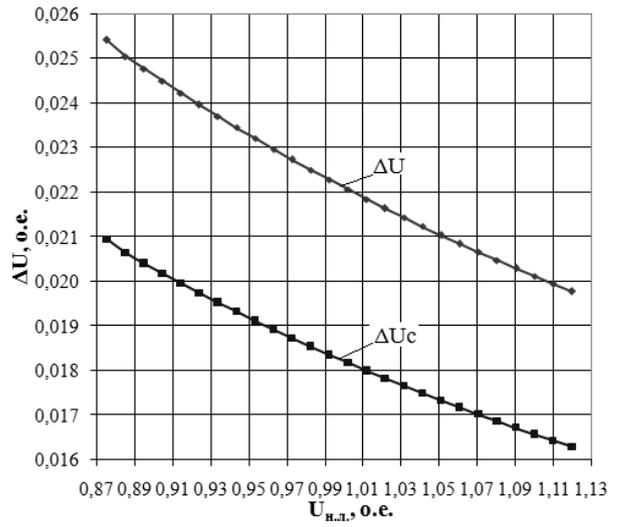


Рисунок 2.13 – График зависимостей потерь напряжения в функции напряжения в начале линии

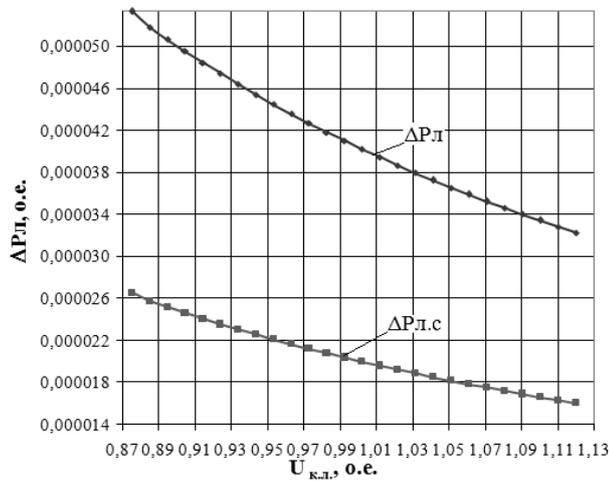


Рисунок 2.14 – График зависимостей потерь активной мощности в линии в функции напряжения в конце линии

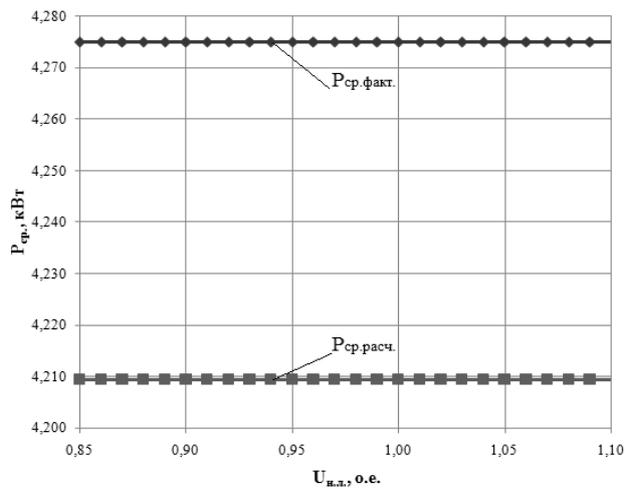


Рисунок 2.15 – График активной мощности потребляемой из сети

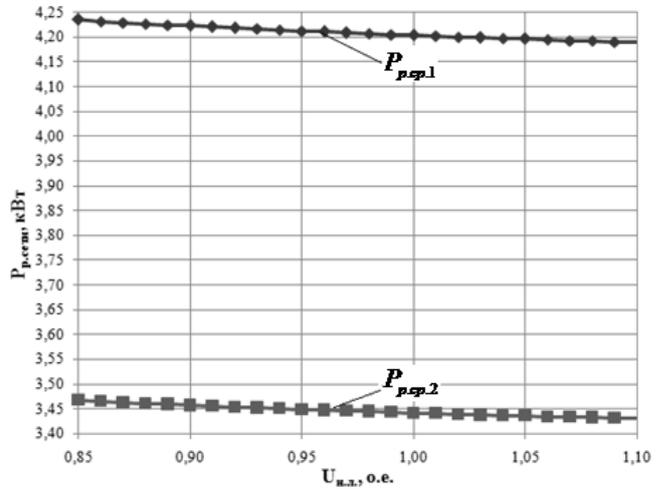
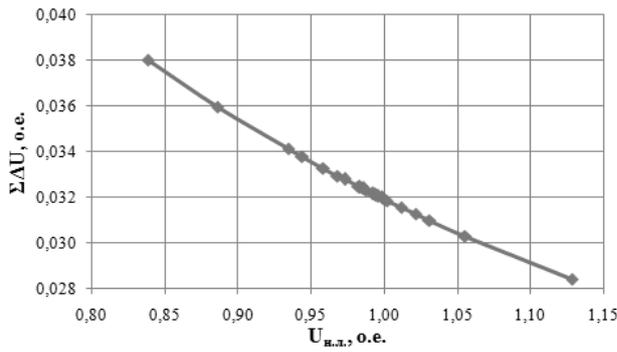
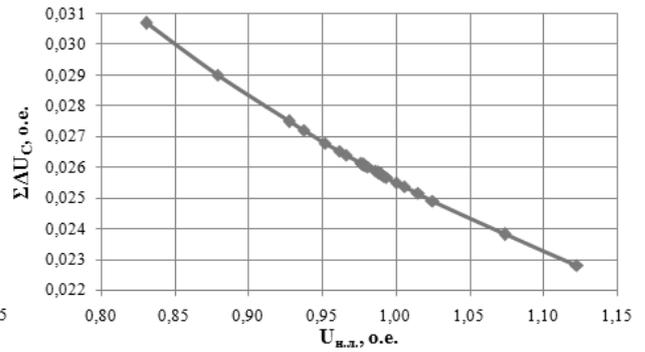


Рисунок 2.16 - График активной мощности потребляемой из сети

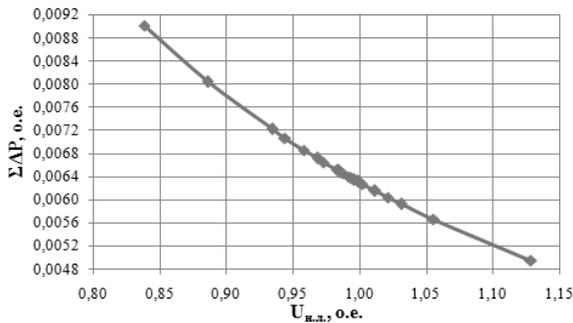


а)

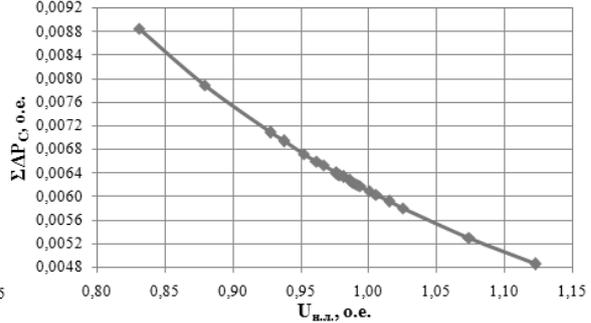


б)

Рисунок 2.17 – Графики зависимостей потерь напряжения отходящей линии в функции напряжения в ЦП без учета (а) и с учетом (б) работы индивидуальной КУ

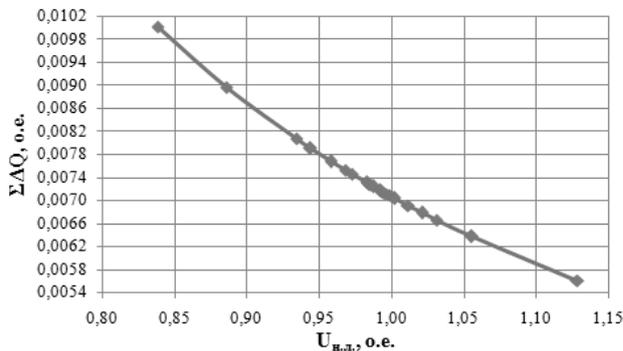


а)

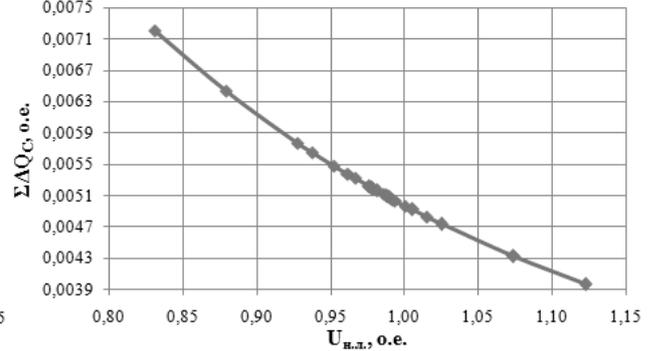


б)

Рисунок 2.18 – Графики зависимостей потерь активной мощности отходящей линии в функции напряжения в ЦП без учета (а) и с учетом (б) работы индивидуальной КУ

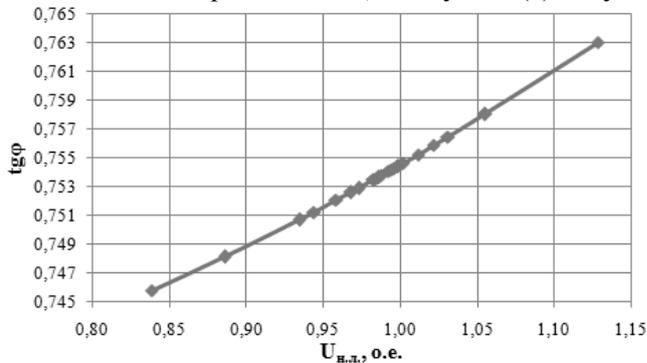


а)

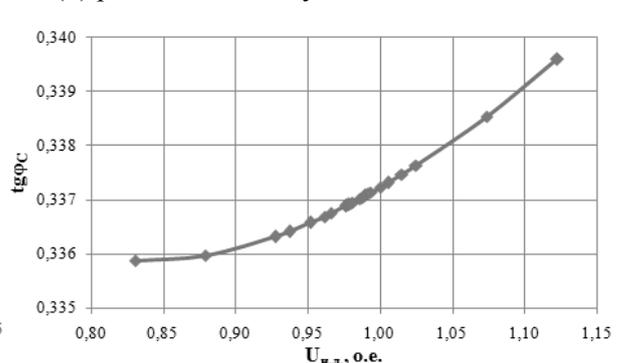


б)

Рисунок 2.19 – Графики зависимостей потерь реактивной мощности отходящей линии в функции напряжения в ЦП без учета (а) и с учетом (б) работы индивидуальной КУ



а)



б)

Рисунок 2.20 – Графики зависимостей коэффициента реактивной мощности отходящей линии в функции напряжения в ЦП без учета (а) и с учетом (б) работы индивидуальной КУ

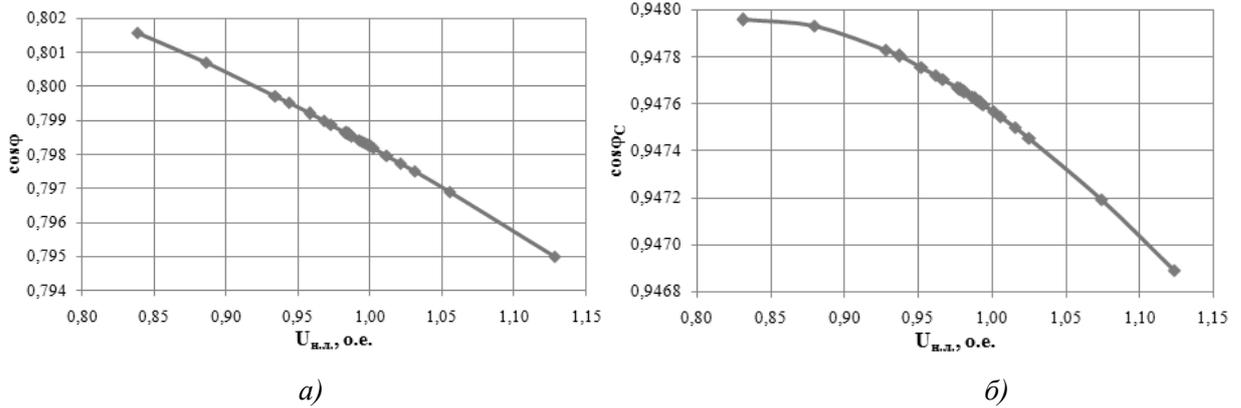


Рисунок 2.21 – Графики зависимостей коэффициента мощности отходящей линии в функции напряжения в ЦП без учета (а) и с учетом (б) работы индивидуальной КУ

Для определения адекватности результатов математической модели ЭКДС проанализированы средние значения активной мощности потребляемой из сети, полученные расчетным путем  $P_{ср.расч}$  и фактическое среднее значение активной мощности потребляемой из сети  $P_{ср.факт.}$  (рис. 2.15) и определена относительная погрешность.

Экспериментальные данные, приведенные на рисунке 2.4, являются средними фактическими значениями потребляемой активной мощности ЭКДС, оборудованной ВНУ с ПП за полный технологический цикл и при определении относительной погрешности принимаются за базовые значения: для некомпенсированной сети -  $P_{ср.1.ф.} = 4,275$  кВт; для компенсированной сети -  $P_{ср.2.ф.} = 4,125$  кВт.

Средние значения потребляемой активной мощности ЭКДС с ВНУ с ПП из расчетных данных (рис. 2.16): для некомпенсированной сети -  $P_{р.ср.1} = 4,2094$  кВт, а для компенсированной сети -  $P_{р.ср.2} = 3,4463$  кВт.

Относительная погрешность активной мощности при сравнении экспериментальных данных с расчетными без учета индивидуальной КУ

активной мощности определяется: 
$$\delta P = \frac{P_{ср.факт.} - P_{ср.расч.}}{P_{ср.факт.}} \cdot 100\%.$$

Погрешность определения активной мощности составляет 1,53%. Данный результат свидетельствует о хорошей сходимости математической модели

ЭКДС с физической, подтверждая достоверность полученных моделирования как с учетом, так и без учета КУ (Приложение А, табл. А.1).

Результаты расчета относительной погрешности показывают, что математическая модель ЭКДС адекватна реальной физической модели. Поэтому результаты анализа графиков зависимостей (рис.2.6...2.15), являются объективными:

- потребление активной мощности снижается на 0,23%;
- генерация реактивной мощности в сеть снижается на 11,72%;
- потребление мощности из сети снижается на 7,46%;
- коэффициент мощности изменяется с 0,7071 до 0,8568;
- коэффициент реактивной мощности уменьшается с 1,0 до 0,6018;
- потери активной мощности в электрооборудовании снижаются на 0,23%;
- КПД увеличивается на 0,72%;
- потери напряжения снижаются на 0,00088%;
- потери активной мощности в линии снижаются на 0,0015%.

Результаты математического моделирования ЭКДС используются для дальнейшего расчета математической модели отходящей линии.

## 2.2 Ожидаемый годовой экономический эффект при варьировании уровня напряжения на зажимах электрооборудования ЭКДС

Ожидаемый годовой экономический эффект определяется по классической формуле:  $\Delta G = Z_I - Z_{II} = [E \cdot K_I + C_I] - [E \cdot K_{II} + C_{II}] = E \cdot \Delta K + \Delta C$ , [руб.],

где  $\Delta K = K_I - K_{II}$  – разность капитальных затрат сопоставляемых вариантов режимов работы ЭКДС;

$$\begin{aligned} \Delta C &= C_I - C_{II} = [C_{I.n} + C_{I.a.} + C_{I.m.p.} + C_{I.\Delta}] - [C_{II.n} + C_{II.a.} + C_{II.m.p.} + C_{II.\Delta}] = \\ &= [K_I \cdot E_n + K_I \cdot E_a + K_I \cdot E_{m.p.} + C_{I.\Delta}] - [K_{II} \cdot E_n + K_{II} \cdot E_a + K_{II} \cdot E_{m.p.} + C_{II.\Delta}] \end{aligned}$$

$\Delta C$  – разность текущих затрат на амортизацию, текущий ремонт и затраты на ЭЭ по вариантам.

$C_{I.\Delta} = 12m_1P_I + m_2W_I$ ,  $C_{II.\Delta} = 12m_1P_{II} + m_2W_{II}$  – текущие затраты по оплате за ЭЭ по двухставочному тарифу,

$$C_{I.\Delta} = m_2W_I, C_{II.\Delta} = m_2W_{II} \text{ – текущие затраты по оплате за электрическую}$$

энергию по одноставочному тарифу,

$m_1$  – основной тариф по двухставочному тарифу, [руб./кВт];

$m_2$  – дополнительный тариф по двухставочному тарифу, [руб./кВт·ч];

$W_I$  – фактическое потребление активной электроэнергии с узла коммерческого учета ЭЭ по существующему варианту;

$W_{II}$  – фактическое потребление активной электроэнергии с узла коммерческого учета ЭЭ по предлагаемому варианту.

$E = E_n + E_a + E_{m.p.}$  – суммарный коэффициент нормативных отчислений;

$E_n = 0,15$  – нормативный коэффициент отчислений по отрасли;

$E_a = 0,1$  – нормативный коэффициент отчислений на амортизацию;

$E_{m.p.} = 0,1$  – нормативный коэффициент отчислений на ремонт;

$Z_I, Z_{II}$  – суммарные приведенные затраты по вариантам;

$K_I, K_{II}$  – капитальные затраты по вариантам;

$C_I, C_{II}$  – текущие затраты;

$C_{I.n}, C_{II.n}$  – текущие затраты на нормативные отчисления по отрасли;

$C_{I.a}, C_{II.a}$  – текущие затраты на амортизационные отчисления;

$C_{I.m.p.}, C_{II.m.p.}$  – затраты на текущий ремонт;

$C_{I.э}, C_{II.э}$  – затраты на электроэнергию.

Срок окупаемости определяется из условия, что числитель и знаменатель дроби берутся по модулю, а полученное значение должно быть меньше нормативного срока окупаемости по отрасли:

$$T = (|K_{II} - K_I|) \div (|C_I - C_{II}|) \leq T_n = (1/E_n).$$

Рациональный уровень напряжения позволяет снизить потери ЭЭ и реактивной мощности, установленную полную мощность электрооборудования, а следовательно, и приведенные затраты на ЭЭ.

Снижение потребления реактивной мощности уменьшает потребность в компенсирующих установках, а в целом снижаются приведенные затраты на

одну тонну добываемого полезного ископаемого. Ожидаемый годовой экономический эффект при этом составил более 14 тыс. руб./год на один ЭКДС (Приложение А, таблица А.2).

### **2.3 Улучшение энергетических параметров электротехнического комплекса отходящей линии, к которой подключен электротехнический комплекс добывающей скважины**

По известной математической модели ЭКОЛ и методу расчета [63] определяются рациональные эквивалентные энергетические параметры режима напряжения и электропотребления в ЦП.

Напряжение в конце отходящих линий при расчетах энергетических параметров варьируется в пределах 0,8...1,1 о.е.; длина отходящих линий рассматриваемого ЭКП находится в пределах 3,5...10,05 км; полная суммарная мощность – в пределах 1100...1500 кВ·А; реактивная мощность УПЕК в пределах 0...0,6 о.е. от полной суммарной номинальной мощности электрооборудования, подключенного к  $k$ -му узлу рассматриваемой линии (рис. 2.5, а). За базисные значения напряжения и полной мощности приняты номинальное напряжение и полная суммарная номинальная мощность индивидуальных силовых трансформаторов, подключенных к узлам отходящей линии.

Текущие эксплуатационные затраты и затраты на оплату ЭЭ повышаются из-за отсутствия в ЭКП систем автоматического управления и регулирования режимов напряжения и электропотребления. Эффективным средством повышения энергетических показателей в отходящих линиях являются индивидуальные УПЕК, которые подключаются непосредственно к зажимам электропривода ЭКДС.

В математической модели рассматривается самая длинная отходящая линия с целью определения допустимых потерь напряжения. Базовая структурная схема адаптируется под реальную структурную схему отходящей линии промышленной подстанции (рис. 2.22, а), где количество узлов  $k=8$ , и структурная схема ЭКДС представлена с новыми элементами, т.е. со скважинным нагревателем и индивидуальной КУ. Её схема замещения

представлена на рисунке 2.22, б.

Исходные данные ЭКОЛ: суточные графики активной и реактивной мощности отходящей линии, полученные по узлу технического учета ЭЭ; общая длина отходящей линии составляет 10,05 км; ЛЭП выполнена проводом марки А-70; отходящая линия имеет восемь узлов со средней длиной отпаек 1 км. Для алюминиевого провода марки А-70 сечением,  $S=70 \text{ мм}^2$ ;  $r_0=0,46 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0=0,341 \text{ Ом/км}$  [17]. Суммарная полная мощность трансформаторов, подключенных к узлам нагрузки, составляет 1091 кВ·А. Среднее напряжение отходящей линии 6,3 кВ.

Таблица 2.3 – Параметры схемы замещения отходящей линии и отпаек

№ участка ЛЭП	Длина участка, км	R, Ом	X, Ом	№ участка ЛЭП	Длина участка, км	R, Ом	X, Ом
1	0,95	0,437	0,32395	8	0,35	0,161	0,11935
2	1,85	0,851	0,63085	9	0,85	0,391	0,28985
3	0,5	0,23	0,1705	10	0,35	0,161	0,11935
4	0,5	0,23	0,1705	11	0,45	0,207	0,15345
5	0,15	0,069	0,05115	12	0,75	0,345	0,25575
6	0,85	0,391	0,28985	13	0,7	0,322	0,2387
7	0,7	0,322	0,2387	14	3,8	1,748	1,2958

Суммарные активные, реактивные и полные мощности узлов отходящей линии представлены в таблице 2.4. Номинальные коэффициенты мощности индивидуальных трансформаторов взяты из справочной литературы [17].

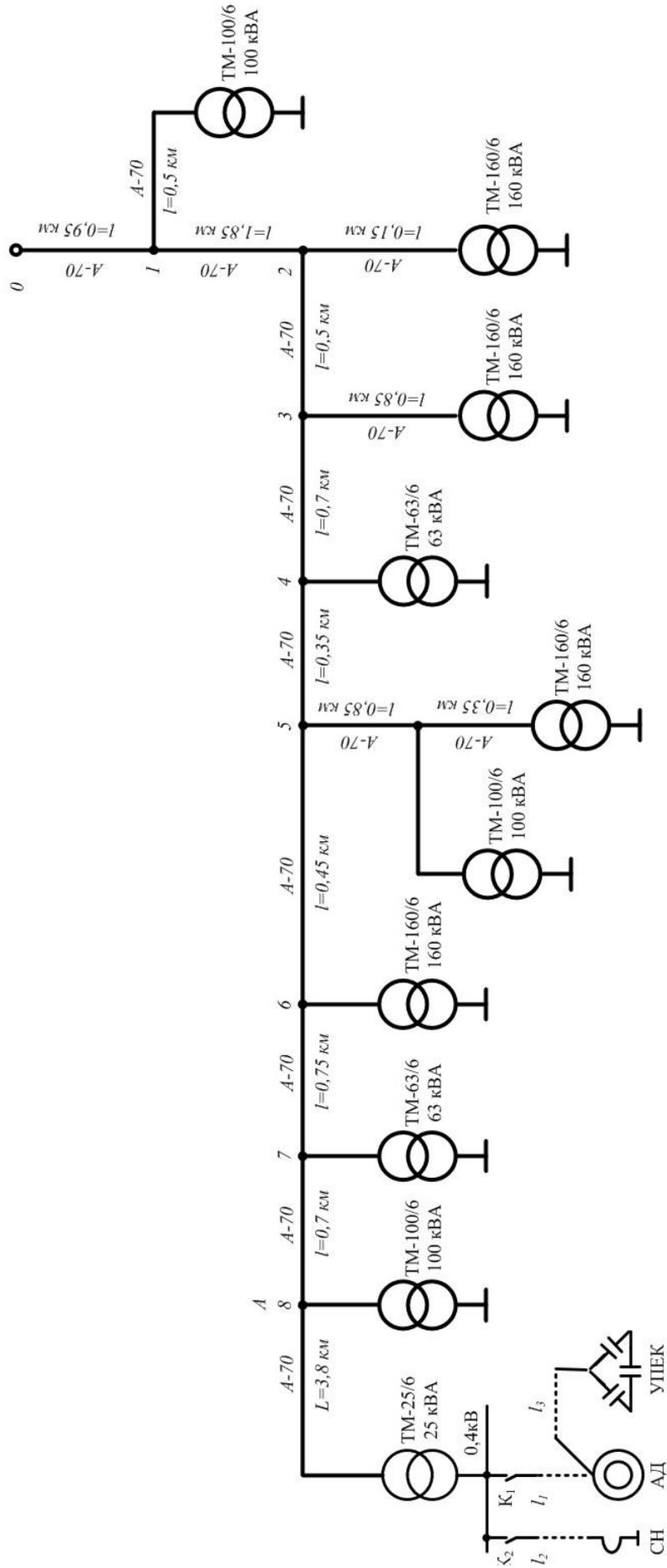


Рисунок 2.22, а – Структурная схема отходящей линии промышленной подстанции

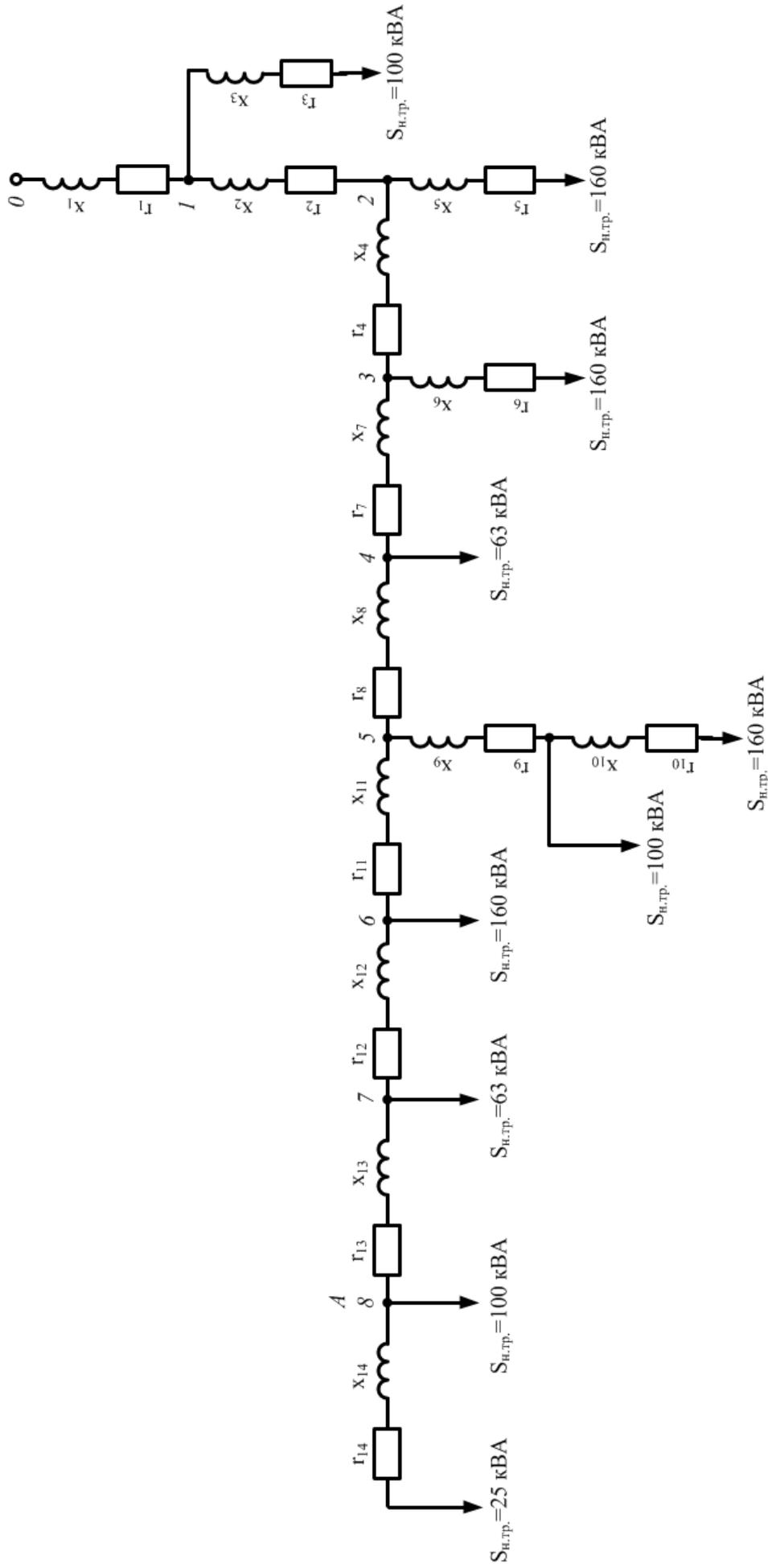


Рисунок 2.22, б – Схема замещения отходящей линии

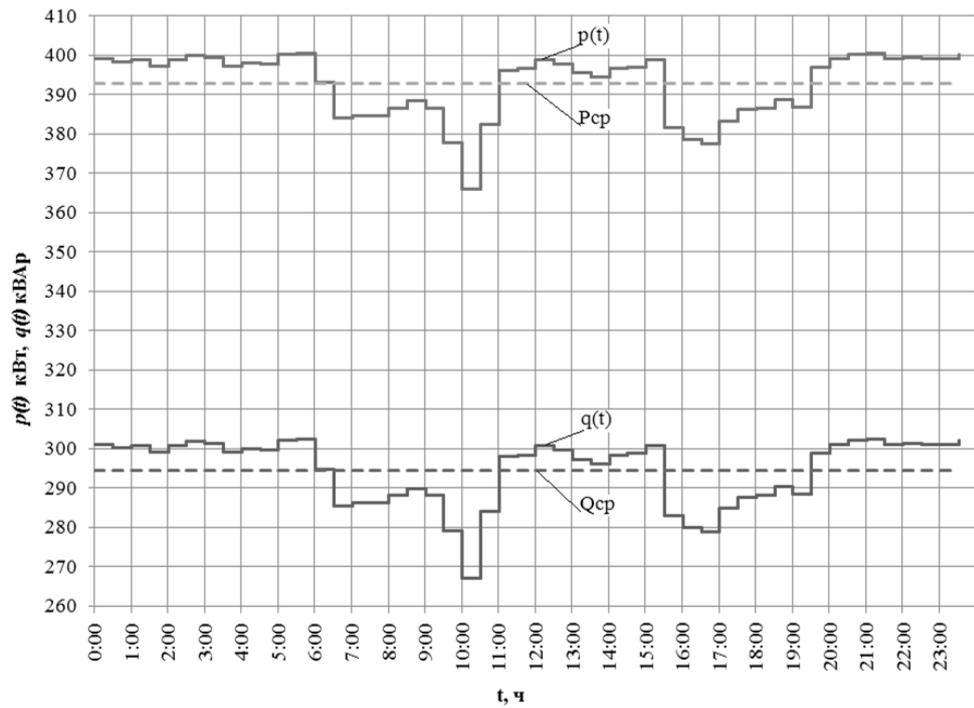


Рисунок 2.23 – Суточные графики активной и реактивной мощности отходящей линии

Таблица 2.4 – Суммарные активная, реактивная и полная мощности узлов отходящей линии

№ узла	Номинальная мощность индивидуального трансформатора $S_{ном}$ , кВА	Активная мощность $\Sigma P$ , кВт	Реактивная мощность $\Sigma Q$ , квар	Полная мощность $\Sigma S$ , кВА
1	100	43,81	53,31	69
2	160	68,06	82,82	107
3	160	65,01	79,12	102
4	63	26,00	31,64	41
5	260	107,29	130,57	169
6	160	66,03	80,35	104
7	63	26,80	32,61	42
8	125	50	37,5	62,5

Напряжение на зажимах самого удалённого электроприемника  $U_8$  варьируется в пределах  $0,8 \dots 1,0$  о.е. от номинального напряжения,  $U_H$ :

$$U_{KL} = U_8 = (0,8 \dots 1,0) U_H, \quad \text{где } U_H = 6000 \text{ В.}$$

Коэффициенты аппроксимации, полученные в результате исследования режима напряжения и электропотребления для нефтегазодобывающих предприятий [65]:

$$\begin{aligned} a_0 &= 0,955 \div 1,0; & a_1 &= 0 \div 0,03; & a_2 &= 0 \div 0,015; \\ b_0 &= 0,88 \div 0,955 & b_1 &= 0,03 \div 0,08; & b_2 &= 0,01 \div 0,04. \end{aligned}$$

Для конкретной задачи принимаются следующие значения при фактической активной нагрузке  $P_f \leq 0,7$  о.е.:

$$a_0=0,955; \quad a_1=0,03; \quad a_2=0,015;$$

$$b_0=0,89; \quad b_1=0,074; \quad b_2=0,036.$$

Расчетная полная суммарная номинальная мощность отходящей линии:

$$\sum S_{H.PAC} = \sum S_{1H} + \sum S_{2H} + \sum S_{3H} + \sum S_{4H} + \sum S_{5H} + \\ + \sum S_{6H} + \sum S_{7H} + \sum S_{8H}.$$

Суммарная номинальная реактивная мощность узлов нагрузки:

$$\sum Q_H = \sqrt{\sum S_H^2 - \sum P_H^2}, \text{ В} \cdot \text{Ар};$$

Для определения номинальных потерь активной ( $\Delta P_{n.L}$ ) и реактивной ( $\Delta Q_{n.L}$ ) мощности в линии L, питающей ЭКДС (рис. 2.6), используются номинальное напряжение линии ( $U_n$ ), номинальные активная ( $P_{n.mp.25}$ ) и реактивная ( $Q_{n.mp.25}$ ) мощность силового трансформатора.

### 2.3.1 Определение энергетических параметров электротехнического комплекса отходящей линии

Расчет производится путем эквивалентирования электрической нагрузки узла 8 (рис. 2.22, б) с конца линии к ее началу.

Потери активной и реактивной мощности участка линии длиной L от узла 8 до индивидуального трансформатора, которая питает ЭКДС:

$$\Delta P_{n.L} = \frac{P_{n.mp.25}^2 + Q_{n.mp.25}^2}{U_n^2} \cdot R_L; \quad \Delta Q_{n.L} = \frac{P_{n.mp.25}^2 + Q_{n.mp.25}^2}{U_n^2} \cdot X_L.$$

Суммарные номинальные активная и реактивная мощность в узле 8:

$$\sum P_{8H} = P_{n.mp.25} + \Delta P_{n.L} + P_{8H}; \quad \sum Q_{8H} = Q_{n.mp.25} + \Delta Q_{n.L} + Q_{8H}.$$

Активная и реактивная мощность в узле 8 в функции напряжения  $U_8$ , ( $U_8$  подставляется в о.е.):

$$P_8 = \sum P_{8H} (a_0 + a_1 U_8 + a_2 U_8^2) \quad \text{Вт};$$

$$Q_8 = \sum Q_{8H} (b_0 + b_1 U_8 + b_2 U_8^2) \quad \text{вар};$$

$$Q_{ky8} = 0,403 \cdot \sum Q_{8H}, \quad \text{вар}.$$

С учетом компенсации, при напряжении  $U_{8c}$  [20]:

$$P_{8c} = \sum P_{8H} (a_0 + a_1 U_{8c} + a_2 U_{8c}^2), \quad \text{Вт};$$

$$Q_{8c} = (\sum Q_{8H} - 0,403 \sum Q_{8H}) (b_0 + b_1 U_{8c} + b_2 U_{8c}^2), \quad \text{вар.}$$

Определяем потери напряжения между узлами 7 и 8:

$$\Delta U_{7-8} = U_7 - U_8 = \frac{P_8 R_{7-8} + Q_8 X_{7-8}}{U_8}, \quad \text{В.}$$

Определяем потери напряжения между узлами 7 и 8 при использовании средств компенсации [20]:

$$\Delta U_{(7-8)c} = U_{7c} - U_{8c} = \frac{P_{8c} R_{7-8} + Q_{8c} X_{7-8}}{U_{8c}}, \quad \text{В.}$$

Потери активной, реактивной мощности на участке  $l_{7-8}$ :

$$\Delta P_{(7-8)} = \frac{(P_8^2 + Q_8^2)}{U_8^2} \cdot R_{7-8}, \quad \text{Вт}; \quad \Delta Q_{(7-8)} = \frac{(P_8^2 + Q_8^2)}{U_8^2} \cdot X_{7-8}, \quad \text{вар};$$

$$\Delta P_{(7-8)c} = \frac{(P_{8c}^2 + Q_{8c}^2)}{U_{8c}^2} \cdot R_{7-8}, \quad \text{Вт}; \quad \Delta Q_{(7-8)c} = \frac{(P_{8c}^2 + Q_{8c}^2)}{U_{8c}^2} \cdot X_{7-8}, \quad \text{вар.}$$

Определяем напряжение узла 7 без учета компенсации реактивной мощности и с ее учетом:

$$U_7 = U_8 + \Delta U_{7-8} \quad \text{В}; \quad U_{7c} = U_{8c} + \Delta U_{(7-8)c} \quad \text{В.}$$

Эквивалентрируем нагрузку узла 8 и участка  $l_{7-8}$  относительно узла 7:

$$P_8 + \Delta P_{7-8}, \quad \text{Вт}; \quad Q_8 + \Delta Q_{7-8}, \quad \text{вар};$$

$$P_{8c} + \Delta P_{(7-8)c}, \quad \text{Вт}; \quad Q_{8c} + \Delta Q_{(7-8)c}, \quad \text{вар.}$$

После эквивалентирования нагрузки узла 8 и участка  $l_{7-8}$  ЛЭП расчетная схема замещения принимает вид (рис. 2.24):

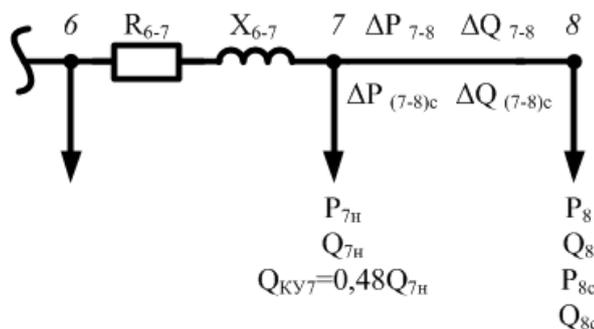


Рисунок 2.24 – Эквивалентная нагрузка относительно восьмого узла и участка линии до седьмого узла

Определяем активную и реактивную мощность в узле 7 в функции напряжений  $U_7$  и  $U_{7c}$ :

$$P_7 = \sum P_{7H} (a_0 + a_1 U_7 + a_2 U_7^2) + P_8 + \Delta P_{7-8}, \text{ Вт};$$

$$Q_7 = \sum Q_{7H} (b_0 + b_1 U_7 + b_2 U_7^2) + Q_8 + \Delta Q_{7-8}, \text{ вар};$$

$$P_{7c} = \sum P_{7H} (a_0 + a_1 U_{7c} + a_2 U_{7c}^2) + P_{8c} + \Delta P_{(7-8)c}, \text{ Вт};$$

$$Q_{7c} = (\sum Q_{7H} - 0,48 \sum Q_{7H}) (b_0 + b_1 U_{7c} + b_2 U_{7c}^2) + Q_{8c} + \Delta Q_{(7-8)c}, \text{ вар}.$$

Определяем потери напряжения между узлами 6 и 7.

$$\Delta U_{6-7} = U_6 - U_7 = \frac{P_7 R_{6-7} + Q_7 X_{6-7}}{U_7}, \text{ В}.$$

Определяем потери напряжения между узлами 6 и 7 при использовании средств компенсации:

$$\Delta U_{(6-7)c} = U_{6c} - U_{7c} = \frac{P_{7c} R_{6-7} + Q_{7c} X_{6-7}}{U_{7c}}, \text{ В}.$$

Потери активной, реактивной мощности на участке  $l_{6-7}$ :

$$\Delta P_{(6-7)} = \frac{(P_7^2 + Q_7^2)}{U_7^2} \cdot R_{6-7}, \text{ Вт}; \quad \Delta Q_{(6-7)} = \frac{(P_7^2 + Q_7^2)}{U_7^2} \cdot X_{6-7}, \text{ вар};$$

$$\Delta P_{(6-7)c} = \frac{(P_{7c}^2 + Q_{7c}^2)}{U_{7c}^2} \cdot R_{6-7}, \text{ Вт}; \quad \Delta Q_{(6-7)c} = \frac{(P_{7c}^2 + Q_{7c}^2)}{U_{7c}^2} \cdot X_{6-7}, \text{ вар}.$$

Определяем напряжение узла 6 без учета компенсации реактивной мощности и с ее учетом:

$$U_6 = U_7 + \Delta U_{6-7}, \text{ В}; \quad U_{6c} = U_{7c} + \Delta U_{(6-7)c}, \text{ В}.$$

Эквивалентим нагрузку узла 7 и участка  $l_{6-7}$  относительно узла 6.

$$P_7 + \Delta P_{6-7}, \text{ Вт}; \quad Q_7 + \Delta Q_{6-7}, \text{ вар};$$

$$P_{7c} + \Delta P_{(6-7)c}, \text{ Вт}; \quad Q_{7c} + \Delta Q_{(6-7)c}, \text{ вар}.$$

После эквивалентирования нагрузки узла 7 и участка  $l_{6-7}$  ЛЭП расчетная схема замещения принимает вид (рис. 2.25):

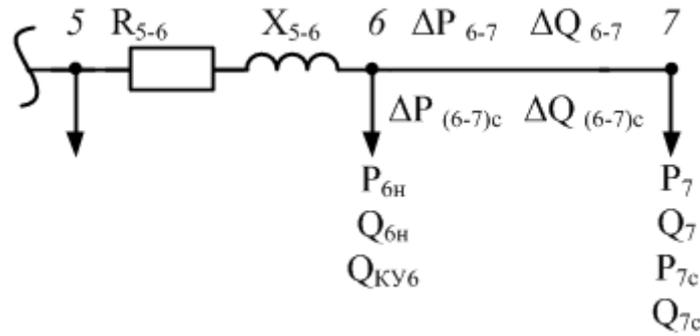


Рисунок 2.25 – Эквивалентная нагрузка относительно седьмого узла и участка линии до шестого узла

Определяем активную и реактивную мощность в узле 6 в функции напряжений  $U_6$  и  $U_{6c}$ :

$$P_6 = \sum P_{6H} (a_0 + a_1 U_6 + a_2 U_6^2) + P_7 + \Delta P_{6-7}, \text{ Вт};$$

$$Q_6 = \sum Q_{6H} (b_0 + b_1 U_6 + b_2 U_6^2) + Q_7 + \Delta Q_{6-7}, \text{ вар};$$

$$P_{6c} = \sum P_{6H} (a_0 + a_1 U_{6c} + a_2 U_{6c}^2) + P_{7c} + \Delta P_{(6-7)c}, \text{ Вт};$$

$$Q_{6c} = (\sum Q_{6H} - 0,625 \sum Q_{6H}) (b_0 + b_1 U_{6c} + b_2 U_{6c}^2) + Q_{7c} + \Delta Q_{(6-7)c}, \text{ вар}.$$

Определяем потери напряжения между узлами 5 и 6.

$$\Delta U_{5-6} = U_5 - U_6 = \frac{P_6 R_{5-6} + Q_6 X_{5-6}}{U_6}, \text{ В}.$$

Определяем потери напряжения между узлами 5 и 6 при использовании средств компенсации:

$$\Delta U_{(5-6)c} = U_{5c} - U_{6c} = \frac{P_{6c} R_{5-6} + Q_{6c} X_{5-6}}{U_{6c}}, \text{ В}.$$

Потери активной, реактивной мощности на участке  $l_{5-6}$ :

$$\Delta P_{(5-6)} = \frac{(P_6^2 + Q_6^2)}{U_6^2} \cdot R_{5-6}, \text{ Вт}; \quad \Delta Q_{(5-6)} = \frac{(P_6^2 + Q_6^2)}{U_6^2} \cdot X_{5-6}, \text{ вар};$$

$$\Delta P_{(5-6)c} = \frac{(P_{6c}^2 + Q_{6c}^2)}{U_{6c}^2} \cdot R_{5-6}, \text{ Вт}; \quad \Delta Q_{(5-6)c} = \frac{(P_{6c}^2 + Q_{6c}^2)}{U_{6c}^2} \cdot X_{5-6}, \text{ вар}.$$

Определяем напряжение узла 5 без учета компенсации реактивной мощности и с ее учетом:

$$U_5 = U_6 + \Delta U_{5-6}, \text{ В}; \quad U_{5c} = U_{6c} + \Delta U_{(5-6)c}, \text{ В}.$$

Эквивалентрируем нагрузку узла 6 и участка  $l_{5-6}$  относительно узла 5.

$$P_6 + \Delta P_{5-6}, \text{ Вт};$$

$$Q_6 + \Delta Q_{5-6}, \text{ вар};$$

$$P_{6c} + \Delta P_{(5-6)c}, \text{ Вт};$$

$$Q_{6c} + \Delta Q_{(5-6)c}, \text{ вар}.$$

После эквивалентирования нагрузки узла 6 и участка  $l_{5-6}$  ЛЭП расчетная схема замещения принимает вид (рис. 2.26):

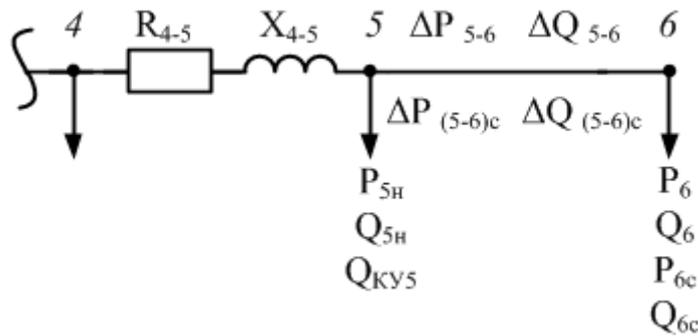


Рисунок 2.26 – Эквивалентная нагрузка относительно шестого узла и участка линии до пятого узла

Определяем активную и реактивную мощность в узле 5 в функции напряжений  $U_5$  и  $U_{5c}$ :

$$P_5 = \sum P_{5H} (a_0 + a_1 U_5 + a_2 U_5^2) + P_6 + \Delta P_{5-6}, \text{ Вт};$$

$$Q_5 = \sum Q_{5H} (b_0 + b_1 U_5 + b_2 U_5^2) + Q_6 + \Delta Q_{5-6}, \text{ вар};$$

$$P_{5c} = \sum P_{5H} (a_0 + a_1 U_{5c} + a_2 U_{5c}^2) + P_{6c} + \Delta P_{(5-6)c}, \text{ Вт};$$

$$Q_{5c} = (\sum Q_{5H} - 0,39 \sum Q_{5H}) (b_0 + b_1 U_{5c} + b_2 U_{5c}^2) + Q_{6c} + \Delta Q_{(5-6)c}, \text{ вар}.$$

Определяем потери напряжения между узлами 4 и 5.

$$\Delta U_{4-5} = U_4 - U_5 = \frac{P_5 R_{4-5} + Q_5 X_{4-5}}{U_5}, \text{ В}.$$

Определяем потери напряжения между узлами 4 и 5 при использовании средств компенсации:

$$\Delta U_{(4-5)c} = U_{4c} - U_{5c} = \frac{P_{5c} R_{4-5} + Q_{5c} X_{4-5}}{U_{5c}}, \text{ В}.$$

Потери активной, реактивной мощности на участке  $l_{4-5}$ :

$$\Delta P_{(4-5)} = \frac{(P_5^2 + Q_5^2)}{U_5^2} \cdot R_{4-5}, \text{ Вт};$$

$$\Delta Q_{(4-5)} = \frac{(P_5^2 + Q_5^2)}{U_5^2} \cdot X_{4-5}, \text{ вар};$$

$$\Delta P_{(4-5)c} = \frac{(P_{5c}^2 + Q_{5c}^2)}{U_{5c}^2} \cdot R_{4-5}, \text{ Вт}; \quad \Delta Q_{(4-5)c} = \frac{(P_{5c}^2 + Q_{5c}^2)}{U_{5c}^2} \cdot X_{4-5}, \text{ вар}.$$

Определяем напряжение узла 4 без учета компенсации реактивной мощности и с ее учетом:

$$U_4 = U_5 + \Delta U_{4-5}, \text{ В}; \quad U_{4c} = U_{5c} + \Delta U_{(4-5)c}, \text{ В}.$$

Эквивалентрируем нагрузку узла 5 и участка  $l_{4-5}$  относительно узла 4.

$$\begin{aligned} P_5 + \Delta P_{4-5}, \text{ Вт}; & \quad Q_5 + \Delta Q_{4-5}, \text{ вар}; \\ P_{5c} + \Delta P_{(4-5)c}, \text{ Вт}; & \quad Q_{5c} + \Delta Q_{(4-5)c}, \text{ вар}. \end{aligned}$$

После эквивалентирования нагрузки узла 5 и участка  $l_{4-5}$  ЛЭП расчетная схема замещения принимает вид (рис. 2.27):

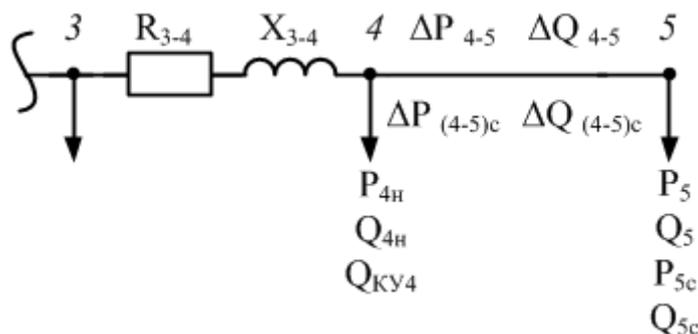


Рисунок 2.27 – Эквивалентная нагрузка относительно пятого узла и участка линии до четвертого узла

Определяем активную и реактивную мощность в узле 4 в функции напряжений  $U_4$  и  $U_{4c}$ :

$$P_4 = \sum P_{4H} (a_0 + a_1 U_4 + a_2 U_4^2) + P_5 + \Delta P_{4-5}, \text{ Вт};$$

$$Q_4 = \sum Q_{4H} (b_0 + b_1 U_4 + b_2 U_4^2) + Q_5 + \Delta Q_{4-5}, \text{ вар};$$

$$P_{4c} = \sum P_{4H} (a_0 + a_1 U_{4c} + a_2 U_{4c}^2) + P_{5c} + \Delta P_{(4-5)c}, \text{ Вт};$$

$$Q_{4c} = (\sum Q_{4H} - 0,48 \sum Q_{4H}) (b_0 + b_1 U_{4c} + b_2 U_{4c}^2) + Q_{5c} + \Delta Q_{(4-5)c}, \text{ вар}.$$

Определяем потери напряжения между узлами 3 и 4.

$$\Delta U_{3-4} = U_3 - U_4 = \frac{P_4 R_{3-4} + Q_4 X_{3-4}}{U_4}, \text{ В}.$$

Определяем потери напряжения между узлами 3 и 4 при использовании средств компенсации:

$$\Delta U_{(3-4)c} = U_{3c} - U_{4c} = \frac{P_{4c}R_{3-4} + Q_{4c}X_{3-4}}{U_{4c}}, \text{ В.}$$

Потери активной, реактивной мощности на участке  $l_{3-4}$ :

$$\Delta P_{(3-4)} = \frac{(P_4^2 + Q_4^2)}{U_4^2} \cdot R_{3-4}, \text{ Вт;}$$

$$\Delta Q_{(3-4)} = \frac{(P_4^2 + Q_4^2)}{U_4^2} \cdot X_{3-4}, \text{ вар;}$$

$$\Delta P_{(3-4)c} = \frac{(P_{4c}^2 + Q_{4c}^2)}{U_{4c}^2} \cdot R_{3-4}, \text{ Вт;}$$

$$\Delta Q_{(3-4)c} = \frac{(P_{4c}^2 + Q_{4c}^2)}{U_{4c}^2} \cdot X_{3-4}, \text{ вар.}$$

Определяем напряжение узла 3 без учета компенсации реактивной мощности и с ее учетом:

$$U_3 = U_4 + \Delta U_{3-4}, \text{ В;}$$

$$U_{3c} = U_{4c} + \Delta U_{(3-4)c}, \text{ В.}$$

Эквивалентуем нагрузку узла 4 и участка  $l_{3-4}$  относительно узла 3.

$$P_4 + \Delta P_{3-4}, \text{ Вт;}$$

$$Q_4 + \Delta Q_{3-4}, \text{ вар;}$$

$$P_{4c} + \Delta P_{(3-4)c}, \text{ Вт;}$$

$$Q_{4c} + \Delta Q_{(3-4)c}, \text{ вар.}$$

После эквивалентирования нагрузки узла 4 и участка  $l_{3-4}$  ЛЭП расчетная схема замещения принимает вид (рис. 2.28):

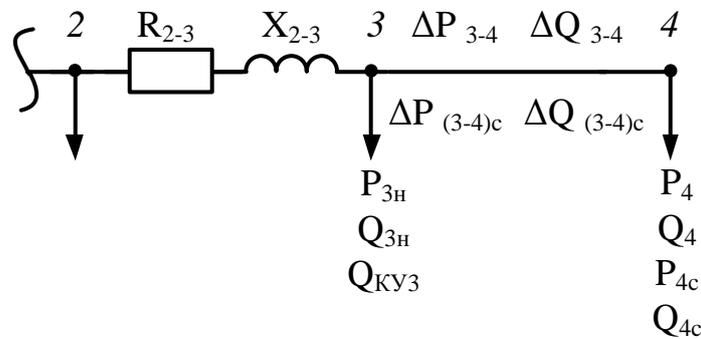


Рисунок 2.28 – Эквивалентная нагрузка относительно четвертого узла и участка линии до третьего узла

Определяем активную и реактивную мощность в узле 3 в функции напряжения  $U_3$  и  $U_{3c}$ :

$$P_3 = \sum P_{3H} (a_0 + a_1 U_3 + a_2 U_3^2) + P_4 + \Delta P_{3-4}, \text{ Вт;}$$

$$Q_3 = \sum Q_{3H} (b_0 + b_1 U_3 + b_2 U_3^2) + Q_4 + \Delta Q_{3-4}, \text{ вар;}$$

$$P_{3c} = \sum P_{3H} (a_0 + a_1 U_{3c} + a_2 U_{3c}^2) + P_{4c} + \Delta P_{(3-4)c}, \text{ Вт;}$$

$$Q_{3c} = (\sum Q_{3H} - 0,625 \sum Q_{3H}) (b_0 + b_1 U_{3c} + b_2 U_{3c}^2) + Q_{4c} + \Delta Q_{(3-4)c}, \text{ вар.}$$

Определяем потери напряжения между узлами 2 и 3.

$$\Delta U_{2-3} = U_2 - U_3 = \frac{P_3 R_{2-3} + Q_3 X_{2-3}}{U_3}, \text{ В.}$$

Определяем потери напряжения между узлами 2 и 3 при использовании средств компенсации:

$$\Delta U_{(2-3)c} = U_{2c} - U_{3c} = \frac{P_{3c} R_{2-3} + Q_{3c} X_{2-3}}{U_{3c}}, \text{ В.}$$

Потери активной, реактивной мощности на участке  $l_{2-3}$ :

$$\Delta P_{(2-3)} = \frac{(P_3^2 + Q_3^2)}{U_3^2} \cdot R_{2-3}, \text{ Вт;} \quad \Delta Q_{(2-3)} = \frac{(P_3^2 + Q_3^2)}{U_3^2} \cdot X_{2-3}, \text{ вар;}$$

$$\Delta P_{(2-3)c} = \frac{(P_{3c}^2 + Q_{3c}^2)}{U_{3c}^2} \cdot R_{2-3}, \text{ Вт;} \quad \Delta Q_{(2-3)c} = \frac{(P_{3c}^2 + Q_{3c}^2)}{U_{3c}^2} \cdot X_{2-3}, \text{ вар.}$$

Определяем напряжение узла 2 без учета компенсации реактивной мощности и с ее учетом:

$$U_2 = U_3 + \Delta U_{2-3}, \text{ В;}$$

$$U_{2c} = U_{3c} + \Delta U_{(2-3)c}, \text{ В.}$$

Эквивалентуем нагрузку узла 3 и участка  $l_{2-3}$  относительно узла 2.

$$P_3 + \Delta P_{2-3}, \text{ Вт;}$$

$$Q_3 + \Delta Q_{2-3}, \text{ вар;}$$

$$P_{3c} + \Delta P_{(2-3)c}, \text{ Вт;}$$

$$Q_{3c} + \Delta Q_{(2-3)c}, \text{ вар.}$$

После эквивалентирования нагрузки узла 3 и участка  $l_{2-3}$  ЛЭП расчетная схема замещения принимает вид (рис. 2.29):

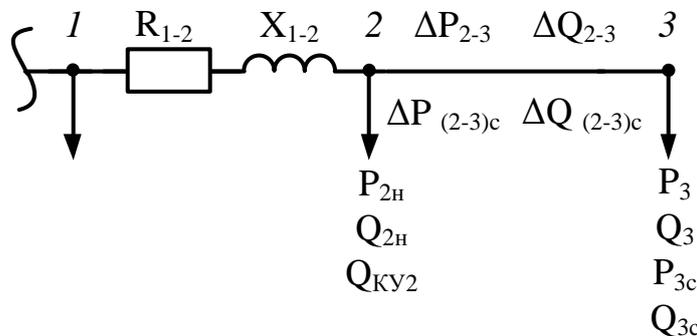


Рисунок 2.29 – Эквивалентная нагрузка относительно третьего узла и участка линии до второго узла

Определяем активную и реактивную мощность в узле 2 в функции напряжения  $U_2$  и  $U_{2c}$ :

$$P_2 = \sum P_{2H} (a_0 + a_1 U_2 + a_2 U_2^2) + P_3 + \Delta P_{2-3}, \text{ Вт};$$

$$Q_2 = \sum Q_{2H} (b_0 + b_1 U_2 + b_2 U_2^2) + Q_3 + \Delta Q_{2-3}, \text{ вар};$$

$$P_{2c} = \sum P_{2H} (a_0 + a_1 U_{2c} + a_2 U_{2c}^2) + P_{3c} + \Delta P_{(2-3)c}, \text{ Вт};$$

$$Q_{2c} = (\sum Q_{2H} - 0,625 \sum Q_{2H}) (b_0 + b_1 U_{2c} + b_2 U_{2c}^2) + Q_{3c} + \Delta Q_{(2-3)c}, \text{ вар}.$$

Определяем потери напряжения между узлами 1 и 2.

$$\Delta U_{1-2} = U_1 - U_2 = \frac{P_2 R_{1-2} + Q_2 X_{1-2}}{U_2}, \text{ В}.$$

Определяем потери напряжения между узлами 1 и 2 при использовании средств компенсации:

$$\Delta U_{(1-2)c} = U_{1c} - U_{2c} = \frac{P_{2c} R_{1-2} + Q_{3c} X_{1-2}}{U_{2c}}, \text{ В}.$$

Потери активной, реактивной мощности на участке  $l_{1-2}$ :

$$\Delta P_{(1-2)} = \frac{(P_2^2 + Q_2^2)}{U_2^2} \cdot R_{1-2}, \text{ Вт}; \quad \Delta Q_{(1-2)} = \frac{(P_2^2 + Q_2^2)}{U_2^2} \cdot X_{1-2}, \quad \text{вар};$$

$$\Delta P_{(1-2)c} = \frac{(P_{2c}^2 + Q_{2c}^2)}{U_{2c}^2} \cdot R_{1-2}, \quad \text{Вт}; \quad \Delta Q_{(1-2)c} = \frac{(P_{2c}^2 + Q_{2c}^2)}{U_{2c}^2} \cdot X_{1-2}, \quad \text{вар}.$$

Определяем напряжение узла 1 без учета компенсации реактивной мощности и с ее учетом:

$$U_1 = U_2 + \Delta U_{1-2} \quad \text{В}; \quad U_{1c} = U_{2c} + \Delta U_{(1-2)c} \quad \text{В}.$$

Эквивалентуем нагрузку узла 2 и участка  $l_{1-2}$  относительно узла 1.

$$P_2 + \Delta P_{1-2} \quad \text{Вт}; \quad Q_2 + \Delta Q_{1-2} \quad \text{вар};$$

$$P_{2c} + \Delta P_{(1-2)c} \quad \text{Вт}; \quad Q_{2c} + \Delta Q_{(1-2)c} \quad \text{вар}.$$

После эквивалентирования нагрузки узла 2 и участка  $l_{1-2}$  ЛЭП расчетная схема замещения принимает вид (рис. 2.30):

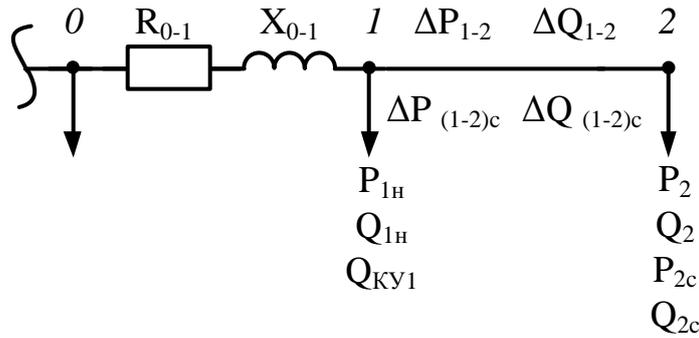


Рисунок 2.30 – Эквивалентная нагрузка относительно второго узла и участка линии до первого узла

Определяем активную и реактивную мощность в узле 1 в функции напряжения  $U_1$  и  $U_{1c}$ :

$$P_1 = \sum P_{1H} (a_0 + a_1 U_1 + a_2 U_1^2) + P_2 + \Delta P_{1-2}, \text{ Вт};$$

$$Q_1 = \sum Q_{1H} (b_0 + b_1 U_1 + b_2 U_1^2) + Q_2 + \Delta Q_{1-2}, \text{ вар};$$

$$P_{1c} = \sum P_{1H} (a_0 + a_1 U_{1c} + a_2 U_{1c}^2) + P_{2c} + \Delta P_{(1-2)c}, \text{ Вт};$$

$$Q_{1c} = (\sum Q_{1H} - 0,5 \sum Q_{1H}) (b_0 + b_1 U_{1c} + b_2 U_{1c}^2) + Q_{2c} + \Delta Q_{(1-2)c}, \text{ вар}.$$

Определяем потери напряжения между узлами 0 и 1:

$$\Delta U_{0-1} = U_0 - U_1 = \frac{P_1 R_{0-1} + Q_1 X_{0-1}}{U_1}, \text{ В}.$$

Определяем потери напряжения между узлами 0 и 1 при использовании средств компенсации:

$$\Delta U_{(0-1)c} = U_{0c} - U_{1c} = \frac{P_{1c} R_{0-1} + Q_{1c} X_{0-1}}{U_{1c}}, \text{ В}.$$

Потери активной, реактивной мощности на участке  $l_{0-1}$ :

$$\Delta P_{(0-1)} = \frac{(P_1^2 + Q_1^2)}{U_1^2} \cdot R_{0-1}, \text{ Вт}; \quad \Delta Q_{(0-1)} = \frac{(P_1^2 + Q_1^2)}{U_1^2} \cdot X_{0-1}, \text{ вар};$$

$$\Delta P_{(0-1)c} = \frac{(P_{1c}^2 + Q_{1c}^2)}{U_{1c}^2} \cdot R_{0-1}, \text{ Вт}; \quad \Delta Q_{(0-1)c} = \frac{(P_{1c}^2 + Q_{1c}^2)}{U_{1c}^2} \cdot X_{0-1}, \text{ вар}.$$

Определяем напряжение узла 0 без учета компенсации реактивной мощности и с ее учетом:  $U_0 = U_1 + \Delta U_{0-1}, \text{ В}; \quad U_{0c} = U_{1c} + \Delta U_{(0-1)c}, \text{ В}.$

Эквивалентуем нагрузку узла 1 и участка  $l_{0-1}$  относительно узла 0.

$$P_1 + \Delta P_{0-1}, \text{ Вт};$$

$$Q_1 + \Delta Q_{0-1}, \text{ вар};$$

$$P_{1c} + \Delta P_{(0-1)c}, \quad \text{Вт};$$

$$Q_{1c} + \Delta Q_{(0-1)c}, \text{ вар.}$$

После эквивалентирования нагрузки узла 1 и участка  $l_{0-1}$  ЛЭП расчетная схема замещения принимает вид (рис. 2.31):

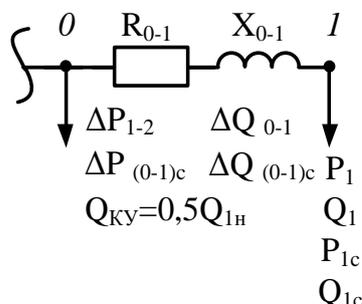


Рисунок 2.31 – Эквивалентная нагрузка относительно первого узла и участка линии до первого узла

По результатам математического моделирования определяем рациональные уровни напряжения в ЦП (в узле 0), т.е. на секциях шин [113] без компенсации ( $U_0 = U_{HL}$ ) и с учетом компенсации реактивной мощности ( $U_{0c} = U_{HLc}$ ), а также полные эквивалентные нагрузки отходящей линии. При этом схема замещения принимает вид, приведенный на рис. 2.32.

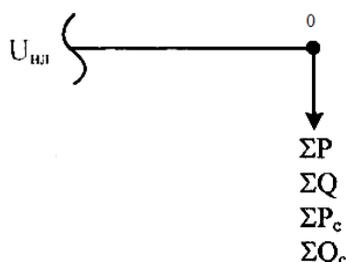


Рисунок 2.32 – Эквивалентная нагрузка относительно первого узла и участка линии до центра питания

Эквивалентные параметры режима напряжения и электропотребления отходящей линии в физических единицах:

$$U_0 = U_{HL} = U_1 + \Delta U_{(0-1)}, \text{ В};$$

$$U_{0c} = U_{HLc} = U_{1c} + \Delta U_{(0-1)c}, \quad \text{В};$$

$$\Sigma(P) = P_0 + \Delta P_{(0-1)};$$

$$\Sigma(P_c) = P_{0c} + \Delta P_{(0-1)c}, \quad \text{Вт};$$

$$\Sigma(Q) = Q_0 + \Delta Q_{(0-1)};$$

$$\Sigma(Q_c) = Q_{0c} + \Delta Q_{(0-1)c}, \quad \text{вар};$$

$$\Sigma(S) = \sqrt{\Sigma(P)^2 + \Sigma(Q)^2};$$

$$\Sigma(S_c) = \sqrt{\Sigma(P_c)^2 + \Sigma(Q_c)^2}, \quad \text{ВА.}$$

Эквивалентные параметры режима напряжения и электропотребления

отходящей линии в относительных единицах в функции напряжения  $U_{нл}$  :

$$P_1'' = \frac{\sum_{k=1}^N P_1}{S_b} = \frac{\sum_{k=1}^N P_1}{S_{HT}}; P_{1c}'' = \frac{\sum_{k=1}^N P_{1c}}{S_b} = \frac{\sum_{k=1}^N P_{1c}}{S_{HT}}, \quad \text{о.е.};$$

$$Q_1'' = \frac{\sum_{k=1}^N Q_1}{S_b} = \frac{\sum_{k=1}^N Q_1}{S_{HT}}; Q_{1c}'' = \frac{\sum_{k=1}^N Q_{1c}}{S_b} = \frac{\sum_{k=1}^N Q_{1c}}{S_{HT}}, \quad \text{о.е.};$$

$$S_1'' = \frac{\sum_{k=1}^N S_1}{S_b} = \frac{\sum_{k=1}^N S_1}{S_{HT}}; S_{1c}'' = \frac{\sum_{k=1}^N S_{1c}}{S_b} = \frac{\sum_{k=1}^N S_{1c}}{S_{HT}}, \quad \text{о.е.},$$

где  $\sum S_b = 1\,091\,038$  ВА - базисная мощность, равная сумме номинальных мощностей индивидуальных трансформаторов умноженной на средневзвешенный коэффициент загрузки.

Результаты математического моделирования представлены в виде графиков зависимостей энергетических параметров в функции уровня напряжения в начале линии (в ЦП) на рисунках 2.33...2.35 и в Приложении А на рис. А.12...А.16, а также приведены в таблицах А.3 и А.4.

Для обеспечения соответствующего ГОСТ уровня напряжения в конце отходящей линии значение уровня напряжения в ЦП должно быть не меньше 0,90 о.е. и не больше 1,1 о.е.

Значение напряжения в центре питания (т.е. в точке **0**, рис. 2.6, 2.15) промышленной подстанции задавалось в следующих пределах: 0,838...1,128 о.е. – без учета индивидуальных КУ (Приложение А, табл. А.3); 0,831...1,123 о.е. – с учетом индивидуальных КУ (Приложение А, табл. А.4).

Определено, что рациональные уровни напряжения (рис. 2.33, а, б) в зависимости от характера нагрузки отходящих линий (при средней длине линии не больше 6 км) и места подключения электроприемников при отсутствии индивидуальных КУ составляет 1,0 о.е. (Приложение А, табл. А.3), а с учетом индивидуальных КУ составляет 0,977 о.е. (Приложение А, табл. А.4).

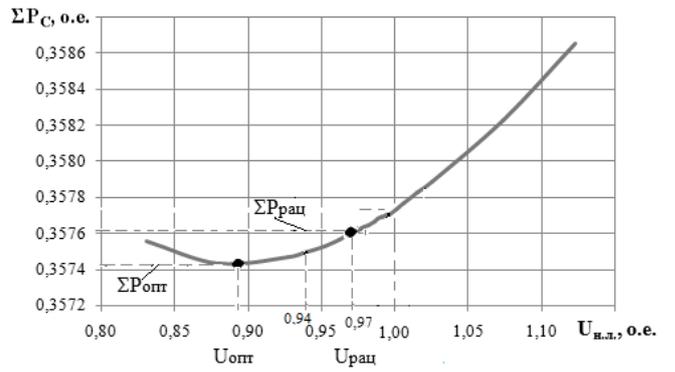
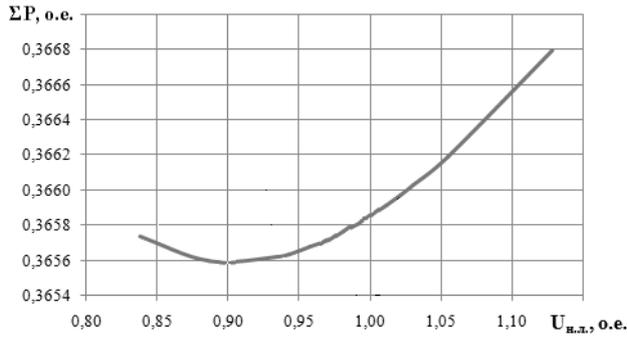


Рисунок 2.33 – Графики зависимостей суммарной активной мощности отходящей линии в функции напряжения в центре питания а) без учета работы индивидуальной компенсирующей установки; б) с учетом работы индивидуальной компенсирующей установки

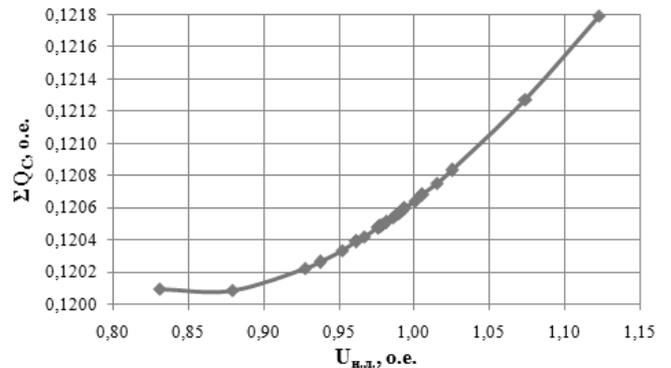
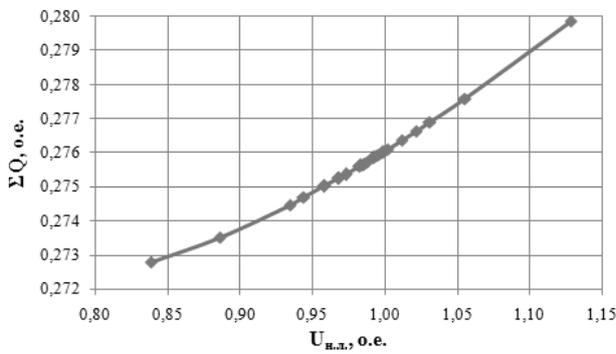


Рисунок 2.34 – Графики зависимостей суммарной реактивной мощности отходящей линии в функции напряжения в центре питания а) без учета работы индивидуальной компенсирующей установки; б) с учетом работы индивидуальной компенсирующей установки

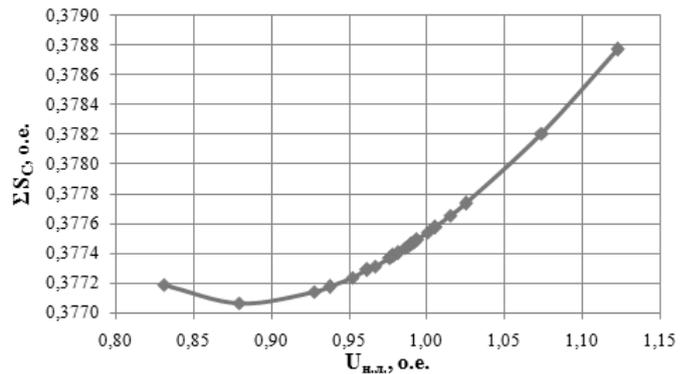
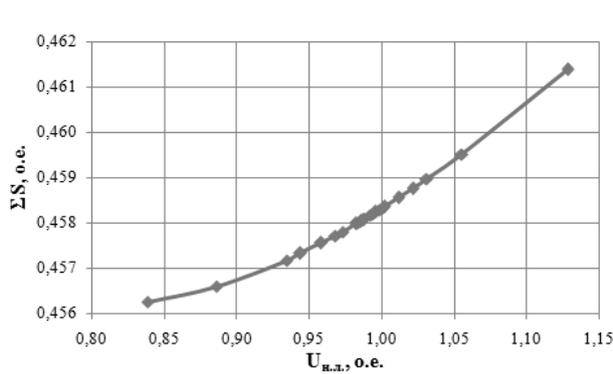


Рисунок 2.35 – Графики зависимостей суммарной полной мощности отходящей линии в функции напряжения в центре питания а) без учета работы индивидуальной компенсирующей установки; б) с учетом работы индивидуальной компенсирующей установки

С учетом среднего значения потерь напряжения 3,2% в некомпенсированной линии, определено возможное минимальное значение

нижней границы напряжения, которое составило 0,968 о.е. (Приложение А, табл. А.3). Аналогично определено значение нижней границы напряжения в компенсированной линии – 0,951 о.е., при среднем значении потерь напряжения 2,6 % (Приложение А, табл. А.4). Значения нижних границ напряжения удовлетворяют требованиям ГОСТ 32144-2013.

При автоматической стабилизации этих уровней напряжений, с зоной нечувствительности  $\pm 3\%$ , определены значения напряжения верхней границы: в некомпенсированной линии они будут изменяться в диапазоне 0,968...1,028 о.е.; в компенсированной линии – в диапазоне 0,951...1,011 о.е., т.е.  $0,968+0,06=1,028$  о.е. – верхняя граница уровня напряжения в некомпенсированной линии,  $(0,968+1,028)/2=0,998\approx 1$  о.е. – автоматически стабилизируемый рациональный уровень напряжения в некомпенсированной линии,  $0,951+0,06=1,011$  о.е. – верхняя граница уровня напряжения в компенсированной линии,  $(0,951+1,011)/2=0,981$  о.е. – автоматически стабилизируемый рациональный уровень напряжения в компенсированной линии.

Автоматически стабилизируемые рациональные уровни напряжения в ЦП по средним значениям составят: в некомпенсированных линиях 1,0 о.е.; а в компенсированных линиях – 0,97 о.е.

В результате анализа полученных графиков зависимостей, установлено, что использование индивидуальных и централизованных КУ приводит к улучшению всех энергетических параметров ЭКОЛ по сравнению с существующим режимом:

- значения суммарной потребляемой активной мощности снижаются на 0,81%;
- значения суммарной потребляемой реактивной мощности снижаются на 15,52%;
- значения суммарной потребляемой полной мощности снижаются на 8,07%;
- потери активной мощности отходящей линии увеличиваются на 0,014%;
- потери реактивной мощности отходящей линии снижаются на 0,21%;
- потери напряжения в отходящей линии снижаются на 0,64%;

- коэффициент реактивной мощности уменьшается с 0,7538 до 0,3371;
- коэффициент мощности отходящей линии увеличивается с 0,7986 до 0,9476.

В результате математического моделирования установившихся режимов работы всех ЭКОЛ, подключенных к ЦП промышленной подстанции, получены графики зависимостей энергетических параметров в функции уровня напряжения в ЦП без учёта и с учётом работы индивидуальной КУ. Эти параметры далее использовались, как входные параметры математической модели ЭКП.

По усовершенствованным известным математическим моделям ЭКОЛ и ЭКП смоделированы установившиеся режимы работы этих комплексов. Определены рациональные эквивалентные энергетические параметры режима напряжения и электропотребления в ЦП, получены энергетические параметры без учёта и с учётом работы КУ.

Погрешность результатов разработанной математической модели в сравнении с результатами физической модели составляют менее 1%. Определено, что распределение нагрузки в отходящих линиях (при средней длине линии не больше 6 км) существенно влияет на уровень напряжения (0,94...1,0 о.е.). Определено, что с учётом всех новых элементов и их связей во всех комплексах рациональный уровень напряжения в ЦП будет равен  $U_{0,рац.} = 0,97$  о.е. от  $U_{ном.}$ .

Подтверждено, что наиболее эффективным методом снижения потерь ЭЭ в РЭС является совокупная работа установок индивидуальной компенсации реактивной мощности и автоматической стабилизации рационального уровня напряжения в ЦП.

Разработанная экономическая модель ЭКП позволяет в рублёвом эквиваленте оценить выбранный рациональный уровень напряжения в ЦП по результатам моделирования режима работы этого комплекса с варьируемыми нагрузками, тарифами на ЭЭ и нормативными коэффициентами.

Разработаны и обоснованы организационно-технические мероприятия, обеспечивающие снижение потерь ЭЭ в ЭКДС, что позволило повысить

энергоэффективность данного комплекса (табл. 2.5) и ЭКП в целом.

Таблица 2.5 – Сравнение энергетических и экономических показателей при различных вариантах комплектации ЭКДС

Наименование показателя	Обознач.	Ед. изм.	ВНУ с ПП	
			с греющим кабелем, рассредот. вдоль НКТ	с греющим кабелем, дискретно-распределенным в НКТ
			1	2
Мощность скважинного нагревателя	P	кВт	80	3
Время работы источников тепла в цикле	$t_{ц}$	ч	6	220
Кол-во циклов в месяц	$n_{ц}$		6	2,5
Расход ЭЭ в год на работу СН	$W_{г.сн.}$	кВт·ч	34 560	19 800
Расход ЭЭ в год по насосам	$W_{г.н.}$	кВт·ч	82 764	28 215
Суммарный расход ЭЭ в год по ЭКДС	$\Sigma W$	кВт·ч	117 324	48 015
Кол-во добываемой нефти за год	$Q_{г.}$	т	78 250	
Удельный расход ЭЭ на единицу продукции	$\omega_{у}$	кВт·ч/т	1,5	0,6
Расход ЭЭ в год по промысловой подстанции	$W_{г.пс.}$	кВт·ч	9 385 920	3 841 200
Разность снижения затрат ЭЭ в год	$\Delta W_{г.пс.}$	кВт·ч	$\Delta W_{г.пс.} = W_{г.пс. 1} - W_{г.пс. 2} = 9\,385\,920 - 3\,841\,200 = 5\,544\,720$	
Эксплуатационные затраты в год по промысловой подстанции при стоимости 2,20 руб./ кВт·ч (на 05.07.2015 г.)	C	руб.	20 649 024	8 450 640
Разность эксплуатационных затрат	$\Delta C$	руб.	$\Delta C = C_1 - C_2 = 12\,198\,384$	
Капитальные затраты	K	руб.	480 000	68 100
Разность капитальных затрат	$\Delta K$	руб.	$\Delta K = K_1 - K_2 = 411\,900$	
Ожидаемый годовой экономический эффект	$\mathcal{E}_{г.}$	руб.	$\mathcal{E}_{г.} = \Delta K \cdot E_{н.} + \Delta C_1 = 12\,204\,562$	

#### 2.4 Расчет ожидаемого годового экономического эффекта по электрической нагрузке электротехнического комплекса предприятия при рациональной компенсации реактивной мощности

Ожидаемый годовой экономический эффект промысловой подстанции определяется по методике приведенной в п. 2.2 при сравнении энергетических параметров двух режимов работы электротехнического комплекса промысловой подстанции: существующего режима напряжения электропотребления промысловой подстанции без использования индивидуальных КУ и режима при рассредоточении параметров КУ промысловой подстанции в РЭС по исходным данным суточных графиков активной, реактивной мощности и напряжения.

Использование индивидуальных технических средств компенсации реактивной мощности требует согласование режима работы этих средств с

режимом напряжения и электропотребления.

На рисунках 2.36...2.38 представлены суточные графики активной и реактивной мощности промышленной подстанции при отключенной и включенной централизованной УПЕК.

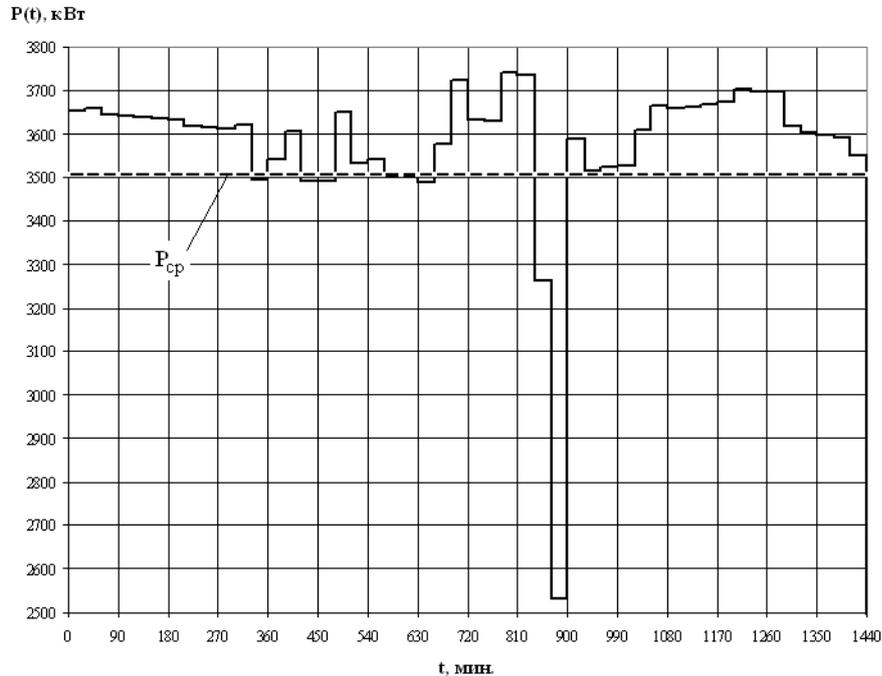


Рисунок 2.36 – Суточный график активной мощности промышленной подстанции при отключенной централизованной УПЕК

Анализ суточных графиков показал, что при отключенной централизованной УПЕК промышленной подстанции полная мощность составляет  $S_T = 4537$  кВА; активная мощность -  $P_{I,ср} = 3506$  кВт (рис. 2.36); реактивная мощность -  $Q_{I,ср} = 2880$  квар (рис. 2.20); коэффициент мощности -  $\cos \varphi_{cv} = 0,773$ ; коэффициент реактивной мощности -  $\operatorname{tg} \varphi_{cp} = 0,82$ . Эти данные свидетельствуют о том, что требуются дополнительные меры по повышению коэффициента мощности в РЭС промышленной подстанции.

В предлагаемом варианте добавлена УПЕК мощностью 450 квар, расположенной на второй секции шин. Тогда, с учетом суммарной реактивной мощности индивидуальных КУ по одной отходящей линии первой секции шины промышленной подстанции, которая составляет 168 квар и значения мощности централизованной УПЕК второй секции распределительной шины, равной 450 квар, среднее потребление реактивной мощности (рис. 2.38) в

предлагаемом варианте составит  $Q_{cp} = 1980 - 168 - 450 = 1362$  квар; активная мощность –  $P_{II, cp} = 3414$  кВА; полная мощность  $S_{II} = 3676$  кВА; коэффициент мощности –  $\cos\varphi_{II} = 0,929$ ; коэффициент реактивной мощности –  $tg\varphi_{II} = 0,399$ .

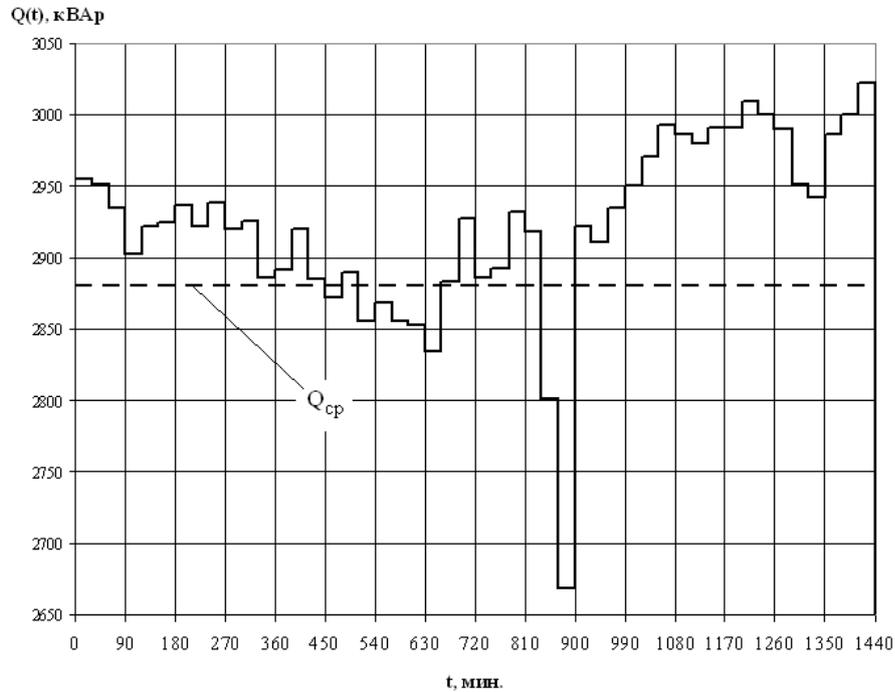


Рисунок 2.37 – Суточный график реактивной мощности промышленной подстанции при отключенной централизованной УПЕК

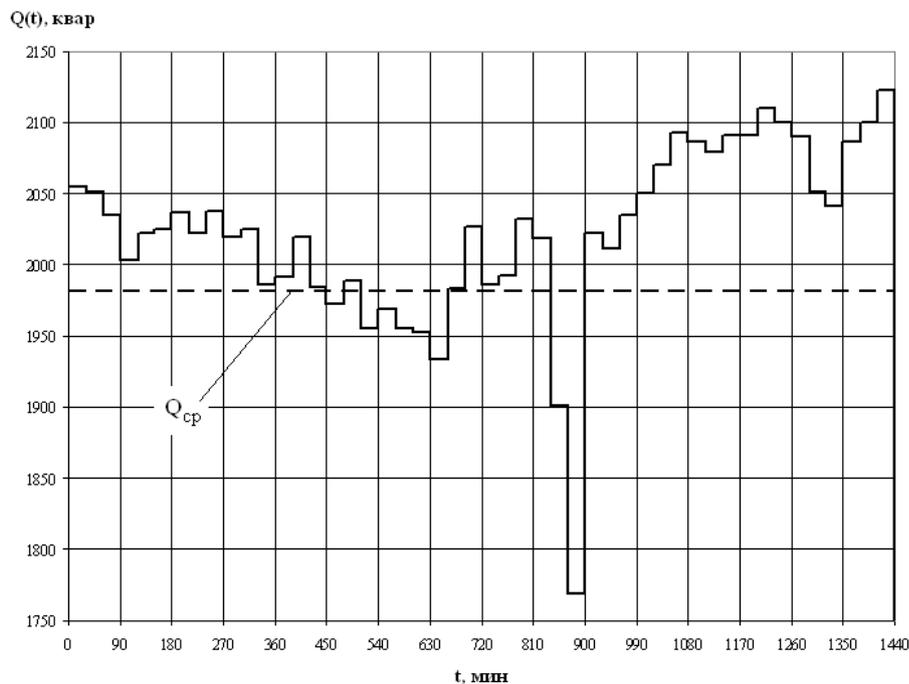


Рисунок 2.38 – Суточный график реактивной мощности промышленной подстанции при включении централизованной УПЕК мощностью 900 квар

В таблице 2.6 приведены результаты расчета ожидаемого годового экономического эффекта по промышленной подстанции. Значения годового

расхода ЭЭ  $W_I$  и  $W_{II}$  получены при помощи счетчиков коммерческого учета.

Таблица 2.6 - Результаты расчета ожидаемого годового экономического эффекта по промышленной подстанции

<b>Существующий вариант - I</b>			
$S_I = 4537$ кВА	$P_{I,cp} = 3506$ кВт	$Q_{I,cp} = 2880$ квар	$\cos\varphi_{cv} = 0,773$
<b>Предлагаемый вариант - II</b>			
$S_{II} = 3676$ кВА	$P_{II,cp} = 3414$ кВт	$Q_{II,cp} = 1363$ квар	$\cos\varphi_{II} = 0,929$
<b>Вариант I</b>		<b>Вариант II</b>	
Годовой расход электрической энергии по узлу коммерческого учета, кВтч:			
$W_I = 37\,957\,540$		$W_{II} = 30\,752\,896$	
Экономия электрической энергии: $\Delta W = W_I - W_{II} = 7\,204\,644$ кВтч.			
Текущие затраты по вариантам за использование электрической энергии, руб.:			
$C_{эI} = m_2 W_i = 83\,506\,588$		$C_{эII} = m_2 W_{ii} = 67\,656\,371$	
где $m_1 = 0$ руб./кВт – основной тариф; $m_2 = 2,20$ руб./кВтч – дополнительный тариф двухставочного тарифа на 05.07.2015г.			
Разность текущих затрат за использование электрической энергии, руб.:			
$\Delta C = C_I - C_{II} = 15\,850\,217$			
Капитальные затраты, руб.:			
$K_I = 0$		$K_{II} = 151\,200$	
Приведенные затраты, руб.:			
$Z_I = [E \cdot K_I + C_I] = 83\,506\,588$		$Z_{II} = [E \cdot K_{II} + C_{II}] = 67\,679\,051$	
Ожидаемый годовой экономический эффект по промышленной подстанции, руб.:			
$\mathcal{E}_Г = (Z_I - Z_{II}) = 15\,827\,537$			
Срок окупаемости по промышленной подстанции:			
$T = \left  \frac{\Delta K}{\Delta C} \right  = 0,01$ года. (0,12 месяца).			

### Выводы по главе 2

Определена компоновка принципиальной схемы ЭКДС, оборудованной ВНУ с ПП. Произведены натурные измерения энергетических параметров данного комплекса и получены графики активной мощности, без учета и с учетом индивидуальной КУ. Произведен анализ фактических графиков активной мощности ВНУ с ПП за полный технологический цикл.

Представлены организационно-технические мероприятия, составленные по результатам проведенных работ, реализация которых обеспечит улучшение режима работы всего работающего электрооборудования РЭС, существенно

улучшит качество ЭЭ и обеспечит рациональный режим электропотребления. Предложенные мероприятия обеспечили экономию ЭЭ, подтверждённую получением фактического экономического эффекта по узлу коммерческого учета ЭЭ.

Известные методы расчетов энергетических параметров в установившихся процессах [62] уточнены и дополнены новыми аналитическими зависимостями, представляющими новые элементы ЭКДС (рис. 2.2), которые существенно влияют на энергетические параметры и режимы работы ЭКДС с ВНУ с ПП, ЭКОЛ и ЭКП в целом.

Подтверждено, что наиболее эффективным методом снижения потерь ЭЭ в РЭС является совокупная работа установок индивидуальной компенсации реактивной мощности и автоматической стабилизации рационального уровня напряжения в ЦП.

Разработанная экономическая ЭКП позволяет в рублёвом эквиваленте оценить выбранный рациональный уровень напряжения в ЦП по результатам моделирования режима работы этого комплекса с варьируемыми нагрузками, тарифами на ЭЭ и нормативными коэффициентами.

### **ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ДОПОЛНИТЕЛЬНОГО МОМЕНТА СОПРОТИВЛЕНИЯ НА ВАЛУ ЭЛЕКТРОПРИВОДА ОТ ИЗМЕНЕНИЯ ВНУТРЕННЕГО ДИАМЕТРА НАСОСНО-КОМПРЕССОРНОЙ ТРУБЫ**

Разработка месторождений с вязкой и высоковязкой нефтью требует особого внимания при подборе техники и технологии добычи нефти, т.к. на режим работы ЭКДС существенное влияние оказывают физико-механические свойства добываемой нефти, которые являются внутренним возмущающим фактором в электрической сети.

В качестве разнообразных внутренних воздействий в электрической сети рассматривается случай, когда добываемая нефть вязкая, высоковязкая и содержит асфальтосмолопарафинистые включения. За счет снижения температуры пластов из-за закачиваемой воды увеличивается динамическая вязкость нефти и происходит интенсивное осаждение АСПО на внутренней стенке НКТ, что влечет за собой повышение гидравлического сопротивления движению жидкости и давления в НКТ. Этот факт существенно влияет на возрастание момента сопротивления на валу электропривода ЭКДС и, как следствие, приводит к увеличению потребления ЭЭ. В связи с чем, появляется необходимость изучения зависимости объема добытой нефтяной эмульсии от толщины АСПО на стенках НКТ.

В данной главе решены следующие задачи:

- разработана методика расчета дополнительного момента сопротивления на валу электропривода ЭКДС, учитывающая изменение внутреннего диаметра НКТ в результате осаждения АСПО, а также усовершенствован режим работы ЭКДС;
- усовершенствован метод расчета энергетических параметров ЭКДС за счет использования аналитической зависимости потребляемой мощности насоса от сужения проходного сечения трубы при нарастании отложений на стенках НКТ, что повышает точность в установившихся и переходных режимах;
- определена зависимость объема добытой нефтяной эмульсии от толщины АСПО на стенках НКТ.

### 3.1 Определение основных параметров, влияющих на момент сопротивления и мощности при сужении сечения внутреннего диаметра насосно-компрессорной трубы

В ранее выполненных работах [22, 89] при определении мощности электропривода ЭКДС и суммарного момента сопротивления учтены следующие параметры: моменты, затрачиваемые: на трение ротора в статоре; на подъем скважинной жидкости; на вращение штанг в скважинной жидкости; на вращение штанг на участках набора и стабилизации угла искривления скважины; влияние числа оборотов штанговой колонны на затрачиваемые крутящий момент и мощность; влияние динамического уровня в скважине на затрачиваемые крутящий момент и мощность, а также глубина подвеса насоса в скважине; устьевое давление в скважине; плотность скважинной жидкости; давление, развиваемое винтовым насосом; натяг винта в статоре винтового насоса и диаметр штанг.

При исследовании режима работы скважины, оборудованной ВНУ с ПП, при добыче вязкой и высоковязкой нефти недостаточно полно отражен режим работы скважины, учитывающий АСПО на внутренних стенках НКТ. При определении суммарного момента сопротивления насосного агрегата должен учитываться дополнительный момент сопротивления на валу ЭД, возникающий при сужении внутреннего диаметра НКТ за счет АСПО, а также дополнительные затраты мощности на его преодоление. При повышении момента сопротивления на 18% скважину останавливают и производят мероприятия по очистке от АСПО.

### 3.2 Суммарный момент сопротивления вращению штанговой колонны

Известно, что суммарный момент сопротивления  $\sum M$  электропривода ЭКДС в системе «Винтовой насос - колонна штанг - колонна НКТ» состоит из пяти слагаемых [89]:

$$\sum M = M_1 + M_2 + M_3 + M_4 + M_5, \quad (3.1)$$

где  $M_1$  – крутящий момент, затрачиваемый на трение ротора в статоре винтового насоса;  $M_2$  – момент, затрачиваемый на подъём скважинной

жидкости;  $M_3$  – гидравлический момент сопротивлению вращению штанг в скважинной жидкости;  $M_4$  – момент сил сопротивления вращению штанг на участке набора зенитного угла;  $M_5$  – момент сил сопротивления вращению штанг на наклонном интервале скважины.

Видно, что суммарный момент сопротивления вращению штанговой колонны не учитывает дополнительный момент сопротивления  $M_6$ , возникающий при сужении внутреннего диаметра НКТ. С его учетом суммарный момент сопротивления вращению штанговой колонны можно записать в следующем виде:

$$\sum M = M_1 + M_2 + M_3 + M_4 + M_5 + M_6, \quad (3.2)$$

Увеличение момента сопротивления приводит к дополнительным затратам мощности на преодоление этой доли сопротивления.

### **3.3 Суммарная потребляемая мощность электродвигателя привода винтовой насосной установки**

При определении затрат мощности на вращение штанговой колонны ВНУ с ПП необходимо исходить из реально существующих условий суммарной нагрузки. Известно, что при выборе рационального поверхностного привода ВНУ расчет штанговой колонны на прочность и другие задачи требуют точного определения затрат суммарной мощности на вращение колонны штанг [89], поэтому необходимо учитывать затраты мощности на преодоление дополнительного момента сопротивления, возникающего от сужения внутреннего диаметра НКТ из-за осаждения АСПО.

Известно, что суммарная потребная мощность, необходимая на вращение штанговой колонны в скважине [89], может быть выражена в виде:

$$\sum P = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5, \quad (3.3)$$

где  $P_1$ , – потребная мощность, необходимая для вращения ротора в статоре винтового насоса;  $P_2$  – потребная мощность для преодоления сопротивлений вращению штанг в скважинной жидкости;  $P_3$  – потребная мощность на

преодоление сопротивлений на вертикальном участке;  $P_4$  – необходимая мощность на преодоление сопротивлений на участке набора зенитного угла;  $P_5$  – необходимая мощность на преодоление сопротивлений на наклонном интервале скважины [89].

Автором предлагается ввести в известную формулу [89] новую аналитическую зависимость, которая учитывает дополнительный момент сопротивления, возникающего от сужения внутреннего диаметра НКТ, тогда суммарная необходимая мощность определяется:

$$\Sigma P = P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6, \quad (3.4)$$

где  $P_6$  – дополнительная необходимая мощность на преодоление дополнительного момента сопротивления.

### **3.4 Разработка схемы процесса осаждения асфальтосмолопарафинистых отложений на внутренней стенке насосно-компрессорной трубы**

Для определения дополнительного момента сопротивления, возникающего при уменьшении внутреннего диаметра НКТ, разработана схема осаждения АСПО (рис. 3.1). На рисунке 3.1 приведены следующие параметры:  $\delta$  – толщина осаждения АСПО в верхней части НКТ;  $\alpha$  – свободный просвет между внутренним радиусом НКТ ( $r_1$ ) и штанги ( $r_{ум}$ );  $L$  – глубина от дневной поверхности до начала осаждения АСПО на внутренней стенке НКТ;  $r_2 = (r_1 - \delta)$  – варьируемый верхний радиус конуса;  $l$  – длина участка НКТ, после которого начинается процесс осаждения АСПО;  $\delta_{max} = \alpha = 0,0185$  м – максимальная толщина АСПО;  $d_1, r_1$  – внутренний диаметр и радиус НКТ;  $d_2, r_2$  – диаметр сужения или верхний диаметр и радиус конуса;  $d_{ум}, r_{ум}$  – диаметр и радиус штанги;  $\varphi$  – угол образования АСПО на внутренней стенке НКТ;  $tg\varphi = \frac{d_1 - d_2}{2 \cdot L} = \frac{\alpha}{2 \cdot L}$  – коэффициент, учитывающий скорость нарастания АСПО на внутренней стенке НКТ.

Осаждение АСПО на внутренних стенках НКТ, согласно анализу

результатов службы эксплуатации, начинается с глубины  $\approx 825$  метров от поверхности, образуя относительно внутреннего диаметра полый усеченный конус (рис. 3.1, а, б). За счет увеличения дополнительного момента сопротивления, если данный момент достигает значения более 18% от номинального, происходит «опрокидывание» электропривода ЭКДС.

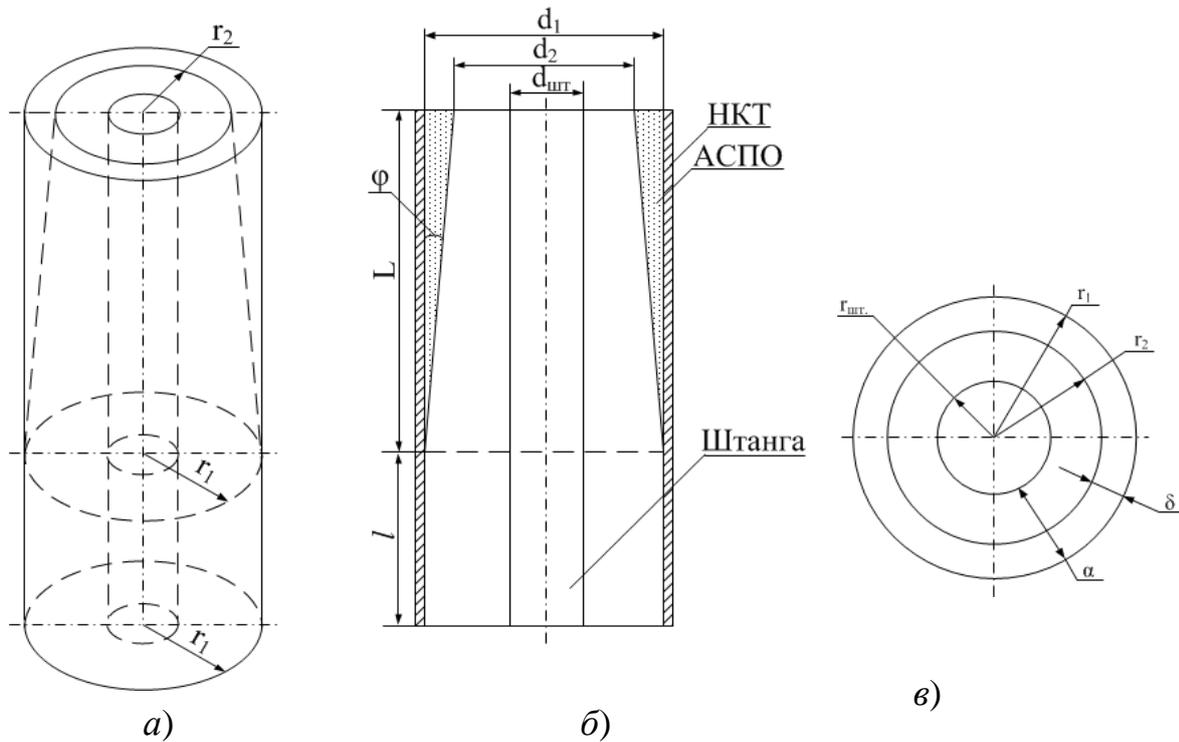


Рисунок 3.1 – Схема осаждения АСПО на внутренней стенке НКТ:  
 а) объемный вид; б) продольное сечение; в) поперечное сечение

Под «опрокидыванием» электропривода понимается случай, когда вращающий момент, который развивает двигатель при данном напряжении, оказывается меньше, чем статический момент сопротивления на его валу. В этом случае частота вращения ротора постепенно уменьшается и в конце концов двигатель останавливается. Такое явление должно учитываться при эксплуатации, т.к. оно может привести к снижению производительности и экономическому ущербу.

Основные технологические и технические, а также физико-механические параметры добывающей скважины, позволяющие определить объем конуса и объем осажденного АСПО, приведены в таблице 3.1 и 3.2.

Таблица 3.1 – Технологические и технические, а также физико-механические параметры добывающей скважины

Параметр	Обозначение	Размерность	Значение
$I$	2	3	4
Подача винтового насоса	$Q$	м <sup>3</sup> /сут	8, 12, 25
Частота вращения насоса	$n$	об/мин	100, 150, 250
Динамический уровень в скважине	$H_d$	м	339
Наружный диаметр НКТ-73		м	0,073
Внутренний диаметр НКТ-73	$d_1$	м	0,059
Коэффициент обводненности скважины	$k_{обв}$	о.е.	0,9
Глубина спуска насоса	$L_n$	м	900
Глубина от дневной поверхности до начала выпадения парафина на внутренней стенке НКТ	$L$	м	825
$L_n - L$	$l$	м	75
Наружный диаметр штанг	$d_{шт}$	м	0,022
Давление на устье скважины (3,5 атм.)	$p_y$	МПа	0,3546375
Плотность скважинной жидкости	$\rho_{эм}$	кг/м <sup>3</sup>	988
Плотность нефти	$\rho_n$	кг/м <sup>3</sup>	880
Плотность парафина	$\rho_p$	кг/м <sup>3</sup>	777
Ускорение свободного падения	$g$	м/с <sup>2</sup>	9,81
Кпд насосного агрегата (коэффициент полезного действия винтовой пары, учитывающий потери на трение ротора в статоре, гидравлические и объёмные потери)	$\eta_n$		0,956
Номинальный момент двигателя	$M_{ном}$	Н·м	74
КПД редуктора			0,932
Дебит жидкости		м <sup>3</sup> /сут	30

Таблица 3.2 - Технические характеристики поверхностного привода винтовой насосной установки

1	Частота вращения насоса	об/мин	100; 150; 250
2	Подача винтового насоса	м <sup>3</sup> /сут	8; 12; 25
3	Давление подачи насоса	атм	140
		МПа	14,19
4	Диаметр насосно-компрессорных труб	мм	73
5	Диаметр штанг вращательной колонны	мм	22
6	Мощность электродвигателя	кВт	7,5
7	Масса поверхностного оборудования	кг	420

### 3.5 Определение аналитической зависимости момента сопротивления возникающего в результате изменения внутреннего диаметра НКТ за счет осаждения асфальтосмолопарафинистых отложений

На основе схемы (рис.3.1) получена аналитическая зависимость объема

добываемой эмульсии в полном конусе и на прямом участке НКТ ( $l$ ) в функции толщины осаждения АСПО ( $\delta$ ):

$$\begin{aligned}
 V_{\text{эм.конуса}} &= \frac{1}{3} \pi \cdot L \cdot (r_1^2 + r_1 \cdot r_2 + r_2^2) + \pi \cdot l \cdot r_1^2 - \pi \cdot (L+l) \cdot r_{\text{ум}}^2 = \\
 &= \frac{1}{3} \pi \cdot L \cdot (r_1^2 + r_1 \cdot (r_1 - \delta) + (r_1 - \delta)^2) + \pi \cdot l \cdot r_1^2 - \pi \cdot (L+l) \cdot r_{\text{ум}}^2 = \\
 &= \frac{1}{3} \pi \cdot L \cdot (r_1^2 + r_1^2 - r_1 \delta + r_1^2 - 2r_1 \delta + \delta^2) + \pi \cdot l \cdot r_1^2 - \pi \cdot (L+l) \cdot r_{\text{ум}}^2 = \\
 &= \frac{1}{3} \pi \cdot L \cdot (3r_1^2 - 3r_1 \delta + \delta^2) + \pi \cdot l \cdot r_1^2 - \pi \cdot (L+l) \cdot r_{\text{ум}}^2.
 \end{aligned} \tag{3.5}$$

где  $r_2 = (r_1 - \delta)$  – варьируемый верхний радиус конуса, где скважина работает с дополнительным моментом сопротивления, затрачиваемого на преодоление сужения внутреннего диаметра НКТ;  $\alpha = r_1 - r_{\text{ум}}$  – разность внутреннего радиуса НКТ и радиуса штанги или свободный просвет между внутренним радиусом НКТ ( $r_1$ ) и штанги ( $r_{\text{ум}}$ );  $\delta$  – толщина АСПО в верхней части НКТ, которая влияет на изменение верхнего радиуса конуса  $r_2$ .

При условии  $\delta_{\text{max}} = \alpha$  скважина полностью запечатывается.

При  $\delta = 0$ , формула объема нефтяной эмульсии представляется в следующем виде:

$$\begin{aligned}
 V_{\text{эм.конуса}} &= \frac{1}{3} \pi \cdot L \cdot (3r_1^2 - 3r_1 \delta + \delta^2) + \pi \cdot l \cdot r_1^2 - \pi \cdot (L+l) \cdot r_{\text{ум}}^2 = \\
 &= \pi \cdot L \cdot r_1^2 + \pi \cdot l \cdot r_1^2 - \pi \cdot (L+l) \cdot r_{\text{ум}}^2 = \pi \cdot r_1^2 (L+l) - \pi \cdot (L+l) \cdot r_{\text{ум}}^2 = \\
 &= \pi \cdot (L+l) (r_1^2 - r_{\text{ум}}^2).
 \end{aligned} \tag{3.6}$$

Вывод исходной формулы объема добываемой эмульсии верен, т.к. при отсутствии процесса осаждения АСПО на внутренней стенке НКТ, т.е.  $\delta = 0$ , получена формула объема цилиндра за вычетом объема штанги.

### 3.6 Определение параметров режима работы насосного агрегата электротехнического комплекса добывающей скважины

С учетом аналитической зависимости (3.5) определены параметры режима работы насосного агрегата ЭКДС, которые дополняют известный метод расчета энергетических параметров ЭКДС [67] в установившихся и переходных процессах:

1) Потери подачи насоса  $\Delta Q_{дон}$ ,  $м^3 / с$ :

$$\frac{V_{эм.цил.}}{Q + \Delta Q_{дон}} = \frac{V_{эм.конуса}}{Q}; \quad V_{эм.цил.} \cdot Q = V_{эм.конуса} \cdot (Q + \Delta Q_{дон});$$

$$(V_{эм.цил.} - V_{эм.конуса}) \cdot Q = V_{эм.конуса} \cdot \Delta Q_{дон};$$

$$\Delta Q_{дон} = \frac{V_{эм.цил.} - V_{эм.конуса}}{V_{эм.конуса} / Q} = \frac{V_{эм.цил.} - V_{эм.конуса}}{t}, \quad (3.7)$$

где  $\frac{V_{эм.цил.} - V_{эм.конуса}}{t}$  - разность объемов добываемой эмульсии отнесенной ко времени работы насосного агрегата с учетом АСПО.

2) Дополнительный момент сопротивления, возникающий в результате сужения внутреннего диаметра НКТ, Н·м:

$$M_6 = \Delta M_{дон} = \frac{\rho_{эм} \cdot g \cdot H \cdot \Delta Q_{дон}}{\omega \cdot \eta_n} \text{ Н} \cdot \text{м}; \quad \Delta M'_{дон} = \Delta M_{дон} / M_{ном}, \text{ о.е.}, \quad (3.8)$$

где  $\rho_{эм}$  - плотность добываемой эмульсии;  $g$  - ускорение свободного падения;  $H$  - напор, развиваемый насосом;  $\omega$ ,  $\eta_n$  - угловая скорость вращения и КПД винтового насоса.

3) Дополнительная потребная мощность, Вт:

$$P_6 = \Delta P_{дон} = \Delta M_{дон} \cdot n \cdot 10^3 / 9549 \text{ Вт}; \quad \Delta P_{2*} = \Delta P_{дон} / P_{ном}, \text{ о.е.}, \quad (3.9)$$

где  $n$  - частота вращения насоса.

Угловая скорость вращения винта:  $\omega = 2\pi n / 60 \text{ с}^{-1}$ .

Напор, развиваемый насосом:  $H = H_d + \frac{P_y}{\rho \cdot g}$ , м.

Объем нефтяной эмульсии между внутренней частью НКТ за вычетом объема штанги на участке  $L+l$ :

$$V_{эм.цил.} = V_1 - V_{шт.} = \pi \cdot r_1^2 \cdot (L+l) - \pi \cdot r_{шт.}^2 \cdot (L+l) = \pi \cdot (L+l) \cdot (r_1^2 - r_{шт.}^2), \quad (3.7)$$

где  $r_1$  - внутренний радиус НКТ;  $r_{шт.}$  - радиус штанги.

Время, затрачиваемое на перекачку объема нефтяной эмульсии с учетом параметров конуса при одинаковой скорости подачи насоса  $Q = 0,00014 \text{ м}^3 / с$ :

$$t_{\text{эм.цикл.}} - \Delta t = t_{\text{эм.конуса}}$$

Зависимость изменения давления на устье скважины  $\Delta p_y$  от потребляемой мощности определяется:

$$\begin{aligned} \Delta M &= \frac{\rho_{\text{эм}} \cdot g \cdot \Delta Q}{\omega \cdot \eta_n} \cdot \frac{H_d \cdot \rho_{\text{эм}} \cdot g + p_y}{\rho_{\text{эм}} \cdot g} = \\ &= \frac{\rho_{\text{эм}} \cdot g \cdot \Delta Q \cdot H_d \cdot \rho_{\text{эм}} \cdot g + p_y \cdot \rho_{\text{эм}} \cdot g \cdot \Delta Q}{\omega \cdot \eta_n \cdot \rho_{\text{эм}} \cdot g} = \frac{\Delta Q \cdot H_d \cdot \rho_{\text{эм}} \cdot g + p_y \cdot \Delta Q}{\omega \cdot \eta_n}; \\ \Delta M &= \frac{\Delta Q \cdot H_d \cdot \rho_{\text{эм}} \cdot g + p_y \cdot \Delta Q}{\omega \cdot \eta_n}; \\ \Delta M \cdot \omega \cdot \eta_n &= \Delta Q \cdot H_d \cdot \rho_{\text{эм}} \cdot g + p_y \cdot \Delta Q; \\ p_y \cdot \Delta Q &= \Delta M \cdot \omega \cdot \eta_n - \Delta Q \cdot H_d \cdot \rho_{\text{эм}} \cdot g; \\ \Delta p_y &= \frac{\Delta M \cdot \omega \cdot \eta_n - \Delta Q \cdot H_d \cdot \rho_{\text{эм}} \cdot g}{\Delta Q}; \quad p_{\text{устья}}^* = \frac{(p_y + \Delta p_y)}{p_y}, \text{ о.е.}, \end{aligned} \quad (3.10)$$

где  $p_y$  - давление на устье скважины, т.е. существующий технологический параметр, Па.

На основе полученных аналитических зависимостей усовершенствована известная математическая модель по определению энергетических параметров режима работы ЭКДС.

Математическое моделирование производилось при варьировании толщины осаждения АСПО с шагом  $\Delta \delta = 0,0005 \text{ м}$  ( $\delta_{\text{max}} = \alpha = 0,0185 \text{ м}$ , рис. 3.1, в). Поддержание заданной производительности данной установки в этих условиях требует дополнительную мощность, которая необходима для преодоления дополнительного момента сопротивления  $\Delta M_{\text{дон}}$ .

В результате моделирования определены граничные значения: потери подачи насоса ( $\Delta Q$ ) при варьировании толщины АСПО  $0 \leq \delta \leq \alpha$ , ( $\alpha = r_1 - r_{\text{ум}}$ ) при различных фиксированных значениях частоты вращения насоса (100, 150, 250 об/мин); дополнительного момента сопротивления ( $\Delta M_{\text{дон}}$ ) от потери подачи насоса (рис. 3.2). Результаты моделирования данных параметров приведены в виде графиков на рисунке 3.2 (в относительных

единицах) и в табличной форме в Приложении Б (табл. Б.1).

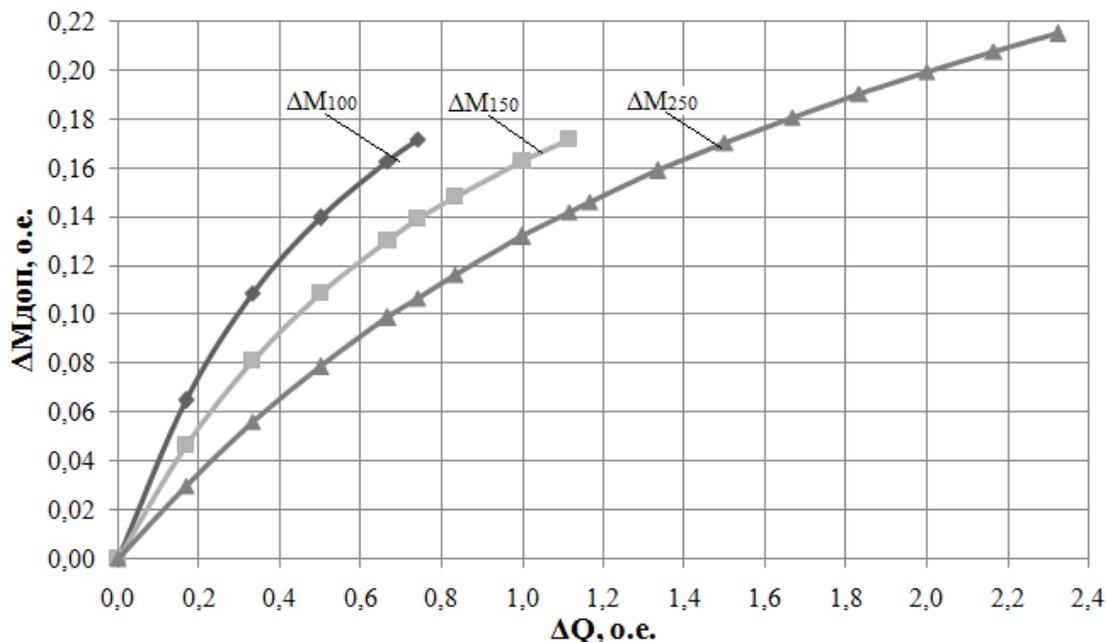


Рисунок 3.2 – Графики зависимостей дополнительного момента сопротивления в функции потери подачи ВНУ, при частоте вращения насоса 100, 150, 250 об/мин с подачей насоса 8, 12, 25 м<sup>3</sup>/сут. соответственно

Согласно экспериментальным данным, электроприводы ЭКДС с ШСНУ со станком-качалкой и цепным приводом не запускаются при сужении проходного сечения верхней части конуса НКТ приблизительно на 30% (замер сечения производился непосредственно в извлеченной НКТ). Этот режим возникает после 118,5 часов работы этих установок (табл. 1.1).

В качестве примера рассмотрен случай, когда просвет верхнего сечения конуса уменьшается на 5,25 мм, параметры которого приведены в таблице 3.3. Таблица 3.3 является фрагментом таблицы Б.1, приведенной в Приложении Б.

Таблица 3.3 – Результаты математического моделирования процесса осаждения АСПО на внутренней стенке НКТ (фрагмент таблицы Б.1 из Приложения Б)

$\delta$	$V_{эм.цил.}$	$V_{эм.кон.}$	$Q_{цил.}$	$Q_{кон.}$	$\Delta Q$	$M_{цил.}$	$M_{кон.}$	$\Delta M$		$\Delta P$
м	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /с	м <sup>3</sup> /с	м <sup>3</sup> /с	Н·м	Н·м	Н·м	о.е.	Вт
0,00525	2,117	1,740	0,000139	0,000114	0,0000301	33,686	27,682	6,004	0,0580	94,32

Уменьшение просвета верхнего сечения конуса на 5,25 мм приводит к снижению объема конуса добываемой эмульсии на 17,82%, а это приводит к потере подачи ВНУ на 21,69%, момент сопротивления увеличится на 17,82% и мощность, потребляемая из сети увеличится на 2,21%.

Изменение объема добываемой эмульсии от изменения объема конуса за

счет уменьшения просвета верхней части конуса:

$$\Delta V_{эм.δ} = \frac{V_{эм.цил.} - V_{эм.кон.}}{V_{эм.цил.}} \cdot 100 = \frac{2,117 - 1,740}{2,117} \cdot 100 = 17,82\% .$$

Потери подачи насоса от изменения объема добываемой эмульсии:

$$\Delta Q_{δ} = \frac{\Delta Q}{Q} = \frac{Q_{цил.} - Q_{кон.}}{Q} \cdot 100 = \frac{0,000139 - 0,000114}{0,000139} \cdot 100 = 21,69\% .$$

Изменение момента сопротивления от потери подачи ВНУ:

$$\Delta M_{δ} = \frac{\Delta M}{M_{цил.}} = \frac{M_{цил.} - M_{кон.}}{M_{цил.}} \cdot 100 = \frac{33,686 - 27,682}{33,686} \cdot 100 = 17,82\% .$$

Изменение потребляемой мощности из сети от изменения момента сопротивления:

$$\Delta P_{δ} = \frac{\Delta P}{P_{ср.}} \cdot 100 = \frac{94,32}{4275} \cdot 100 = 2,21\% ,$$

где  $P_{ср.} = 4275$  Вт – среднее фактическое значение потребляемой активной мощности ВНУ с ПП за полный технологический цикл (рис. 2.4, а).

Относительно данных параметров производилось математическое моделирование процесса пуска и самозапуска электропривода ЭКДС.

В результате параметрического синтеза получены аналитические зависимости, учитывающие параметры изменения внутреннего диаметра НКТ через дополнительные момент сопротивления и потребляемую мощность. С учетом полученных аналитических зависимостей 3.5, 3.8 и 3.9 усовершенствована известная математическая модель режима работы ЭКДС по определению энергетических параметров [67, 98] в установившихся и переходных процессах (процесс пуска и самозапуска электропривода).

Рассматриваемый в работе ВНУ с асинхронным двигателем с номинальной мощностью 7,5 кВт запускается во всем диапазоне изменения проходного сечения НКТ, даже при полном закупоривании во время отстоя (при завершении цикла – плановая остановка), и работает в установившемся режиме с повышенной мощностью на 6,67%, которая затрачивается на преодоление гидравлического сопротивления.

### Выводы по главе 3

Разработана схема и получены аналитические зависимости геометрических параметров конуса, которые формируют процесс осаждения АСПО на внутренней стенке НКТ. Поддержание заданной производительности в этих условиях требует дополнительную мощность, которая необходима для преодоления дополнительного момента сопротивления.

Определены параметры режима работы насосного агрегата: потери подачи насоса, дополнительный момент сопротивления, возникающий в результате сужения внутреннего диаметра НКТ, а также дополнительная потребная мощность.

Разработаны математическая модель и методика расчета процесса осаждения АСПО. С учётом полученных аналитических зависимостей дополнительного момента сопротивления и потребной мощности усовершенствуется известная математическая модель по определению энергетических параметров режима работы ЭКДС в установившихся и переходных процессах. Таким образом, произведен параметрический синтез.

В результате моделирования определены граничные значения: потери подачи насоса ( $\Delta Q$ ) при варьировании толщины АСПО  $0 \leq \delta \leq \alpha$ , ( $\alpha = r_1 - r_{um}$ ) при различных фиксированных значениях частоты вращения насоса (100, 150, 250 об/мин); дополнительного момента сопротивления ( $\Delta M_{oon}$ ) от потери подачи насоса.

Усовершенствован режим работы ЭКДС, оборудованного ВНУ с ПП с учётом осаждения АСПО на внутренней стенке НКТ.

## **ГЛАВА 4 ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПУСКА И САМОЗАПУСКА ЭЛЕКТРОПРИВОДА ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ ПРИ ВНЕШНИХ И ВНУТРЕННИХ ВОЗМУЩЕНИЯХ**

В данной главе рассматривается технологический процесс добычи нефти с помощью ЭКДС, оборудованного ВНУ с ПП, который работает в автоматическом режиме, т.е. без участия человека. При любом изменении технологического процесса, параметров и элементов этого комплекса, а также изменение параметров РЭС, режимов напряжения и электропотребления необходима гарантия успешного пуска и самозапуска электропривода самого удаленного от ЦП ЭКДС, так как в случае срыва процесса добычи нефти, предприятие будет нести убытки.

В результате исследования процессов пуска и самозапуска электропривода ЭКДС при внешних и внутренних возмущениях решены следующие задачи:

В данной главе исследовано качество функционирования ЭКДС при различных режимах (процесс пуска и самозапуска электропривода) в распределительной электрической сети и решены следующие задачи:

- усовершенствован известный метод расчета энергетических параметров в переходных процессах в ЭКДС путем дополнения новых аналитических зависимостей при воздействии внешних и внутренних возмущений в распределительной электрической сети [67, 98];
- разработаны имитационная модель режима работы электротехнического комплекса добывающей скважины в переходных процессах и методика определения уровня провала напряжения и граничных значений рационального напряжения на зажимах электропривода. Проведен анализ результатов моделирования пуска и самозапуска электропривода комплекса.

К внутренним возмущениям относится повышение момента сопротивления на валу электропривода ЭКДС, обусловленное осаждением АСПО на внутренней стенке НКТ, которое приводит к дополнительному потреблению электрической энергии из сети на преодоление гидравлического сопротивления. Под внешним возмущением понимается изменение

(повышение) уровня напряжения в питающей электрической сети промышленной подстанции и провал напряжения до 40 % от номинального уровня в РЭС, который может возникнуть при пуске высоковольтных электроприводов КНС, ДНС или БУ, единичная мощность которых на порядок больше чем единичные мощности добывающих насосных установок.

Исследование процесса пуска и самозапуска производилось при следующих начальных условиях:

- 1) Скважинный нагреватель включается за 30 минут до процесса пуска электропривода;
- 2) Начальный момент времени пуска  $t = 0_- = 0_+$ ;
- 3) Ток  $I_{0_-} = I_{CH} = I_{0_+}$ ;
- 4) Входное напряжение  $U_0 = 0,94$  о.е. (для случая в автореферате);
- 5) Провал напряжения  $\delta U_{np} = 0,35$  о.е. длительностью 1 сек;
- 6) Напряжение проваливается в момент времени завершения процесса пуска АД ( $t = 1$  сек), т.е. выхода на установившийся режим;
- 7) С момента времени  $t = 1$  сек, т.е. в начале провала напряжения, начинается процесс самозапуска АД относительно нового уровня напряжения  $U'_0 = 0,94 - 0,35 = 0,59$  о.е. при инерционном вращении ротора;
- 8) В момент времени  $t = 2$  сек. уровень входного напряжения восстанавливается и происходит новый процесс самозапуска АД относительно установившегося уровня напряжения  $U_0 = 0,94$  о.е.

#### **4.1 Определение параметров схемы замещения асинхронного электродвигателя с учетом установки поперечной компенсации и скважинного нагревателя**

По принципиальной схеме ЭКДС (рис.2.1) составлена схема замещения комплекса (рис. 4.1), в которой учтены параметры: воздушной питающей ЛЭП; индивидуального силового трансформатора; кабельных линий питающих АД, СН и УПЕК [112].

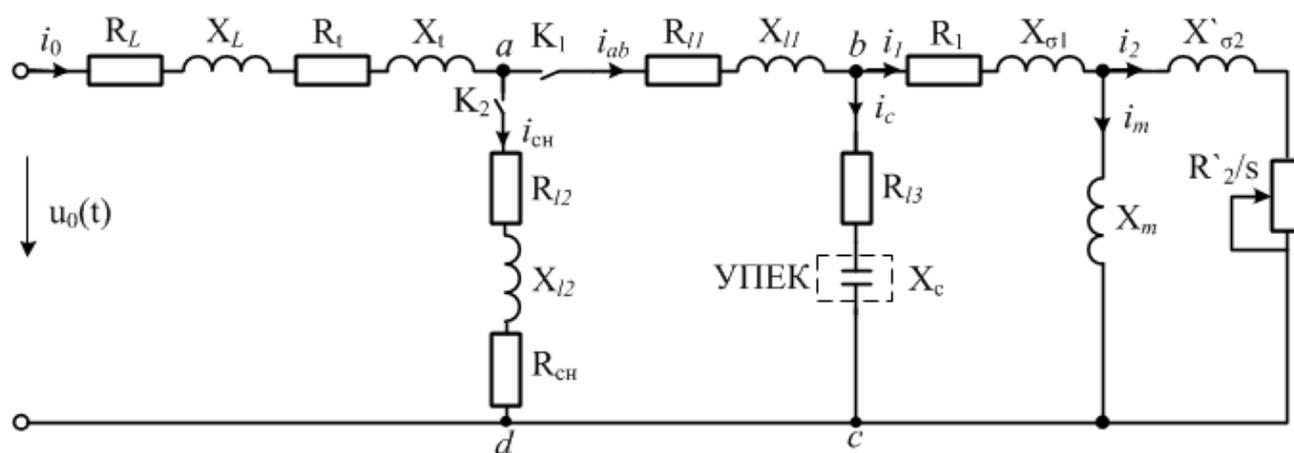


Рисунок 4.1 – Схема замещения комплекса

На рисунке 4.1 приведены следующие параметры элементов принципиальной схемы замещения ЭКДС:  $R_L$ ,  $X_L$  – активное и индуктивное сопротивление воздушной питающей ЛЭП;  $R_t$ ,  $X_t$  – активное и индуктивное сопротивление силового трансформатора;  $R_{l1}$ ,  $X_{l1}$  – активное и индуктивное сопротивление кабельной линии, питающей АД;  $R_{l2}$ ,  $X_{l2}$  – активное и индуктивное сопротивление кабельной линии, питающей СН;  $R_{сн}$  – активное сопротивление СН;  $K_1$ ,  $K_2$  – контакты магнитных пускателей;  $X_c$  – индуктивное сопротивление УПЕК; параметры Т-образной схемы замещения АД;  $u_0$  – входное напряжение в ЭКДС;  $i_0$  – ток участка воздушной линии или входной ток;  $i_{сн}$  – ток кабельной линии, питающий СН;  $i_{ab}$  – ток кабельной линии, питающий АД;  $i_c$  – ток кабельной линии, питающий УПЕК;  $i_1$  – ток статора;  $i_2$  – ток ротора;  $i_m$  – ток контура намагничивания [70].

Активные и реактивные сопротивления в схеме замещения на рисунке 4.1 представлены на рисунке 4.2 эквивалентными активными, индуктивными и емкостными параметрами:  $\sum R$ ,  $\sum L$  – суммарное активное сопротивление и индуктивность участка линии и силового трансформатора;  $\sum R_{сн}$  – суммарное активное сопротивление СН и кабеля, питающего его;  $R_{l1}$ ,  $L_{l1}$  – активное сопротивление и индуктивность кабельной линии  $l_1$ , питающей АД;  $C$  – емкость индивидуальной УПЕК;  $R_1$  – активное сопротивление обмотки

статора;  $R'_2/s$  – активное сопротивление обмотки ротора, приведенное к обмотке статора;  $L_m$  – взаимная индуктивность;  $L_{\sigma 1}, L'_{\sigma 2}$  – индуктивности рассеяния обмоток статора и ротора соответственно [70].

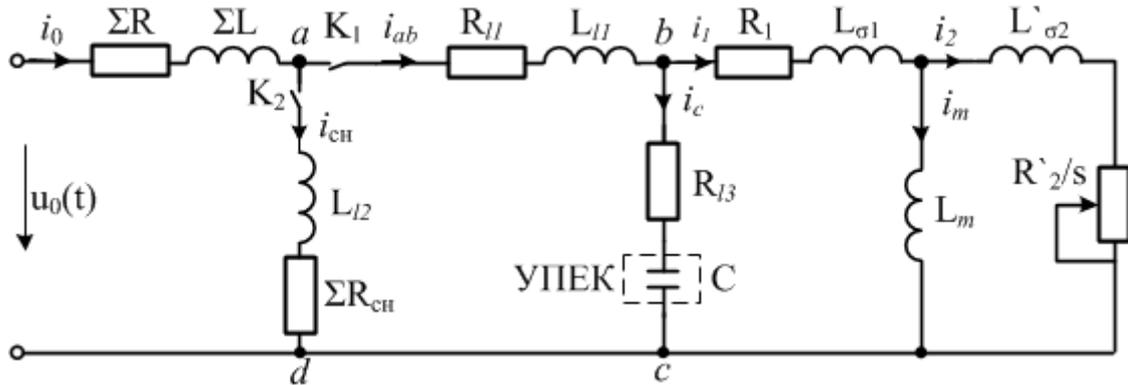


Рисунок 4.2 – Эквивалентная схема замещения комплекса

#### 4.2 Определение и анализ корней характеристического уравнения расчетной схемы

За счет включения в схему ЭКДС активного сопротивления СН с питающим кабелем ( $R_{CH} + R_{l2}$ ) и емкостного сопротивления КУ ( $X_c$ ) увеличивается ток, который может привести к нарушению нормального режима работы электропривода комплекса. Следовательно, для исследования процессов пуска и самозапуска электропривода ЭКДС предварительно исследованы корни характеристического уравнения, полученного по схеме замещения (рис. 4.2):

$$Z_{\text{вх}} = Z_{\text{эkv.}} = \frac{Z_2 \cdot \left[ Z_4 \cdot \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right) + Z_3 \cdot \left[ Z_4 + \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right) \right] \right] + Z_1 \cdot \left[ (Z_2 + Z_3) \cdot \left[ Z_4 + \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right) \right] + Z_4 \cdot \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right) \right]}{(Z_2 + Z_3) \cdot \left[ Z_4 + \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right) \right] + Z_4 \cdot \left( \frac{Z_6 \cdot Z_7}{Z_6 + Z_7} + Z_5 \right)} = 0.$$

Значения комплексных сопротивлений ветвей схемы замещения – это произведение корня характеристического уравнения на индуктивность и емкость. Численные значения активной и реактивной составляющих комплексных сопротивлений представлены в таблице 4.1.

Полученное входное комплексное сопротивление приравнивается к нулю и подставляются активные сопротивления и произведения коэффициента определяющего корни характеристического уравнения  $k$  с численными значениями реактивной составляющих комплексных сопротивлений (табл. 4.1),

при этом получено характеристическое уравнение пятого порядка [67, 69, 116].

$$4,89 \cdot 10^{-11} \cdot k^5 + 3,32 \cdot 10^{-5} \cdot k^4 + 1,50 \cdot 10^{-2} \cdot k^3 + \\ + 161 \cdot k^2 + 26515 \cdot k + 106460 = 0$$

В результате численного решения данного уравнения с помощью MathCAD получены корни характеристического уравнения [70, 117]:

$$k_1 = -4,12; \quad k_3 = -138,99 + j2190; \quad k_5 = -6,79 \cdot 10^5. \\ k_2 = -161,87; \quad k_4 = -138,99 - j2190;$$

Таблица 4.1 – Численные значения активной и реактивной составляющих комплексных сопротивлений рассматриваемых участков.

$Z_1 = \Sigma R + k\Sigma L$	$\Sigma R = 0,18377;$ $k\Sigma L = k \frac{0,24931}{314} = k \cdot 0,0008$	$Z_1 = 0,18377 + k \cdot 0,0008$
$Z_2 = \Sigma R_{ch} + kL_{l2}$	$\Sigma R_{ch} = 97,904;$ $kL_{l2} = k \frac{0,0438}{314} = k \cdot 0,00014$	$Z_2 = 97,904 + k \cdot 0,00014$
$Z_3 = R_{l1} + kL_{l1}$	$R_{l1} = 0,023;$ $kL_{l1} = k \frac{0,00135}{314} = k \cdot 4,3 \cdot 10^{-6}$	$Z_3 = 0,023 + k \cdot 4,3 \cdot 10^{-6}$
$Z_4 = \frac{1}{k \cdot C}$	$\frac{1}{k \cdot C} = \frac{1}{k \cdot 0,00029} = k^{-1} \cdot 3448$	$Z_4 = k^{-1} \cdot 3448$
$Z_5 = R_1 + kL_{\sigma 1}$	$R_1 = 0,72;$ $kL_{\sigma 1} = k \frac{0,541}{314} = k \cdot 0,0017$	$Z_5 = 0,72 + k \cdot 0,0017$
$Z_6 = kL_m$	$kL_m = k \frac{17,97}{314} = k \cdot 0,0572$	$Z_6 = k \cdot 0,0572$
$Z_7 = R'_2 / s + kL'_{\sigma 2}$	$R'_2 / s = 0,34;$ $kL'_{\sigma 2} = k \frac{1,715}{314} = k \cdot 0,0055$	$Z_7 = 0,34 + k \cdot 0,0055$

Однозначно определить свободный процесс как апериодический или колебательный сложно, все зависит от соотношения модулей вещественных и мнимых частей различных корней. В данном случае все вещественные корни являются отрицательными, комплексные корни попарно сопряженные и имеют отрицательную вещественную часть, значит, процесс в отсутствие источников носит затухающий колебательный характер [13, 46, 117, 118].

### 4.3 Условия применения скважинного нагревателя

Основным элементом при добыче вязкой и высоковязкой нефти для

борьбы с АСПО на внутренней стенке НКТ и снижения динамической вязкости нефти автором предлагается скважинный электрический нагреватель – греющий кабель [96] мощностью 3 кВт (рис. 4.4), позволяющий улучшить процессы пуска и самозапуска электропривода ЭКДС.

На рисунке 4.3 представлена модель, в которой показан дискретно-распределенный источник тепла на колонне НКТ, для повышения температуры смолопарафинистых соединений. При этом снижается динамическая и кинематическая вязкости, и процесс осаждения АСПО, что приводит к уменьшению момента сопротивления от сужения внутреннего диаметра НКТ.

Линейные параметры  $(l_1, l_2, l_3)$  структурной схемы нагревательных элементов, дискретно-распределенных вдоль НКТ, определяются по параметрам конуса (рис. 3.1) и по толщине АСПО на внутренней стенке НКТ.

СН устанавливается в скважине снаружи НКТ на глубине определяемой моментом фазового перехода парафина от жидкого состояния в аморфное и далее в кристаллическое состояние. Схема расположения нагревательного кабеля вдоль НКТ показана на рисунке 4.4, где  $d_{обс.тр.}$  - диаметр обсадной трубы;  $d_{НКТ}$  - диаметр НКТ;  $L$  - глубина оседания АСПО на внутренней стенке НКТ;  $l_1, l_2, l_3$  - глубина расположения первого, второго и третьего нагревательных элементов СН.

СН выполнен из отрезка НКТ, который охватывается медными накладками на которых выточены пазы, куда укладывается греющий кабель заданной длины и теплоизолирующий диэлектрический материал, который сверху накрывается защитным кожухом из металла.

Первый СН устанавливается на глубине примерно 900...825 м от дневной поверхности, а остальные согласно расчетным значениям фазового перехода АСПО. На рисунке 4.5 представлена структурная схема СН и КЛ и их схемы замещения.

Параметры греющего кабеля: 100 Вт на 1 погонный метр, мощность однофазного СН – 1 кВт, рабочее напряжение 220 В, номинальный ток – 4,5 А.

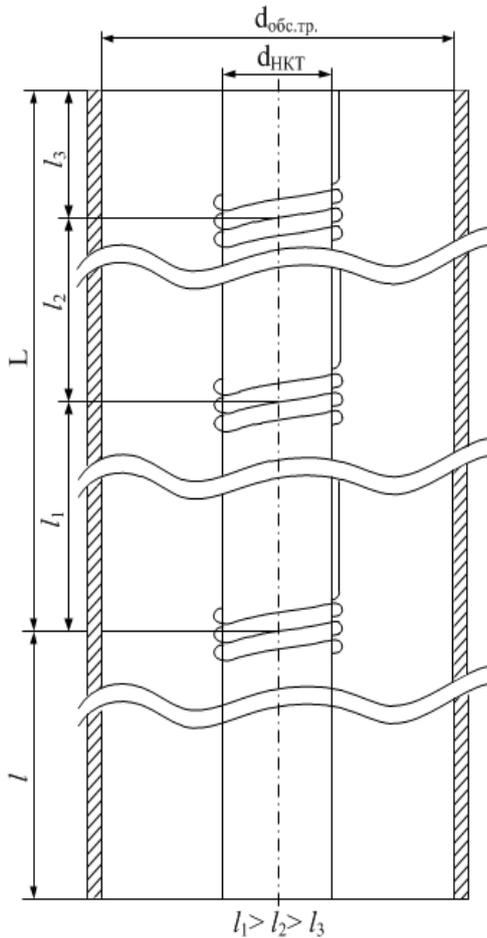


Рисунок 4.3 – Структурная схема расположения нагревательных элементов вдоль НКТ

СН является чисто активным сопротивлением и по режиму работы включается за 30 минут до самозапуска электропривода ЭКДС с ВНУ.

Параметры схемы замещения:  $R_{сн.А}$ ,  $R_{сн.В}$ ,  $R_{сн.С}$  - активное сопротивление СН соответственно фаз А, В, С;  $R_{кл.А}$ ,  $R_{кл.В}$ ,  $R_{кл.С}$  - активное сопротивление кабельной линии соответственно фаз А, В, С;  $X_{кл.А}$ ,  $X_{кл.В}$ ,  $X_{кл.С}$  - индуктивное сопротивление кабельной линии соответственно фаз А, В, С;  $\Delta R_{кл.А}$ ,  $\Delta R_{кл.В}$  - уравнивающее активное сопротивление кабельной линии фазы А и В;  $\Delta X_{кл.А}$ ,  $\Delta X_{кл.В}$  - уравнивающее индуктивное сопротивление кабельной линии фазы А и В.

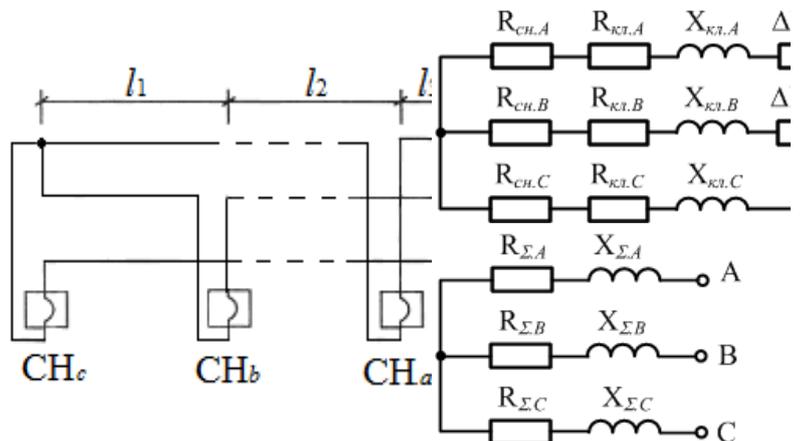


Рисунок 4.4 – Структурная схема скважинных нагревателей и кабельных линий и их схемы замещения

#### 4.4 Особенности разработки математической модели электротехнического комплекса добывающей скважины в переходных режимах работы

По результатам математического моделирования режимов работы отходящих линий, подключенных к одной секции шин промышленной подстанции в установившихся режимах работы (глава 2) определен рациональный уровень напряжения – 0,97 о.е., который рекомендовано

автоматически стабилизировать в ЦП с зоной нечувствительности  $\pm 0,03$  о.е. При этих условиях максимальный уровень напряжения в ЦП составит 1,0 о.е., а минимальный уровень напряжения – 0,94 о.е. Тогда, с учетом среднего значения потерь напряжения в отходящих линиях, равного 0,035 о.е., уровень напряжения на зажимах самого удаленного электроприемника будет равно  $U_{к.л.} = 0,905$  о.е., что соответствует требованиям ГОСТ 32144-2013 на качество электрической энергии [19].

Задача состоит в исследовании процесса пуска и самозапуска электропривода ЭКДС, оборудованной ВНУ с ПП и СН при автоматической стабилизации в ЦП рационального уровня напряжения, равного  $U_0 = 0,97$  о.е.

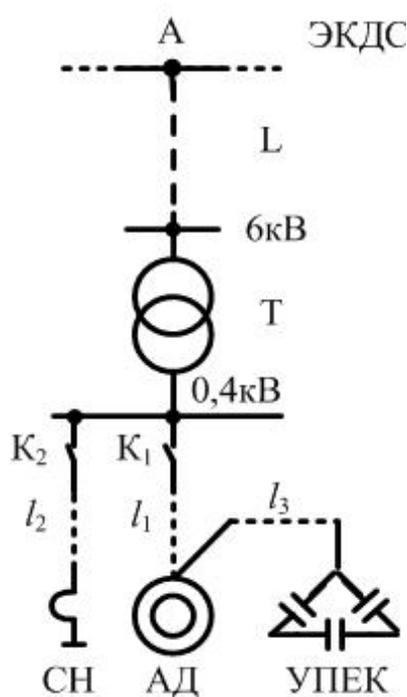


Рисунок 4.5 –  
Принципиальная схема  
ЭКДС, оборудованного  
ВНУ с ПП и СН

Исследование производится при наложении на переходный процесс внутреннего возмущения напряжения, а именно – провал напряжения до 40% от номинального уровня в РЭС, возникающий при пуске высоковольтных электроприводов большой единичной мощности [35, 36]. Для практической реализации поставленной цели необходимо разработать математическую модель рассматриваемого ЭКДС (рис. 2.2, 2.4). Для этого, используя метод диакоптики (решение сложных задач по частям), выделим из принципиальной схемы электроснабжения предприятия модуль, включающий все функциональные свойства и связи этой схемы (рис. 4.5).

Коммутация электрической цепи при отключении и включении ЭД скважинной насосной установки осуществляется магнитным пускателем, расположенным в шкафу станции управления. УПЕК располагается в том же шкафу и присоединяется к магнитному пускателю (к обмотке статора) гибким соединительным кабелем, длиной около 2,5 м, сечением не более 4 мм<sup>2</sup>. Излишняя длина и небольшое сечение кабеля в этих условиях необходимы для

ограничения бросков пускового тока [106, 108].

#### 4.5 Определение основных аналитических зависимостей электротехнического комплекса добывающей скважины в переходных режимах работы электропривода

При любых изменениях уровня напряжения в ЦП, параметров РЭС, отходящей линии и самого ЭКДС (рис. 4.6), при включении нагревательных элементов вдоль НКТ (рис. 4.4) необходимо производить проверочные расчеты процесса пуска и самозапуска электропривода комплекса, подключенного в конце отходящей линии промышленной подстанции (рис. 2.1).

Рассмотрим переходный процесс при включении АД ЭКДС в сеть. Положим, что до коммутации индивидуальный скважинный трансформатор  $T$  работал только с нагрузкой СН, поэтому в качестве входного напряжения возьмём напряжение  $u_{ad}$  на вторичной обмотке трансформатора (рис. 4.2).

Тип рассматриваемого АД – АД 4А132М6У3. Технические характеристики электродвигателя приведены в таблице 2.1.

Согласно эквивалентной схеме замещения одной фазы комплекса, приведенной на рисунке 4.2, в случае, когда ключ К2 замкнут, а К1 замыкается (рис. 4.2), то система алгебраических и дифференциальных уравнений будет иметь вид:

$$u_0 = i_0 \Sigma R + \Sigma L \frac{di_0}{dt} + L_{12} \frac{di_{сн}}{dt} + i_{сн} \cdot \Sigma R_{сн}; \quad (4.1)$$

$$i_0 = i_{сн} + i_{ab}; \quad (4.2)$$

$$\frac{di_0}{dt} = \frac{di_{сн}}{dt} + \frac{di_{ab}}{dt}; \quad (4.3)$$

$$u_{ad} = u_0 - i_0 \cdot \Sigma R - \Sigma L \frac{di_0}{dt}; \quad (4.4)$$

$$u_{ab} = i_{ab} \cdot R_{l1} + L_{l1} \frac{di_{ab}}{dt}; \quad (4.5)$$

$$u_{bc} = u_{ad} - u_{ab}; \quad (4.6)$$

$$i_c = C \frac{du_c}{dt}; \quad (4.7)$$

$$i_1 = i_0 - i_{сн} - i_c = i_0 - \frac{di_{сн}}{dt} - C \frac{du_c}{dt}; \quad (4.8)$$

$$u_{bc} = i_1 \cdot R_1 + \frac{d\psi_1}{dt}; \quad (4.9)$$

$$0 = i_2 \cdot R_2 + \frac{d\psi_2}{dt}, \quad (4.10)$$

где  $u_0$  – входное напряжение в ЭКДС;  $i_0$  – входной ток ЭКДС;  $i_{сн}$  – ток СН на участке  $ad$ ;  $i_{ab}$  – ток участка  $ab$ ;  $u_{bc}$  – напряжение на зажимах статора на участке  $bc$ ;  $i_c$  – ток через УПЕК (конденсатор  $C$ );  $u_c$  – напряжение на УПЕК;  $i_1$  – ток статора,  $i_2$  – ток ротора;  $\psi_1 = i_1 L_1 + i_2 L_m$ ,  $\psi_2 = i_2 L_2 + i_1 L_m$  – потокосцепления обмоток статора и ротора соответственно;  $R_1$  – активное сопротивление обмотки статора;  $R_2$  – активное сопротивление обмотки ротора, приведенное к обмотке статора;  $L_1 = L_{\sigma 1} + L_m$ ,  $L_2 = L_{\sigma 2} + L_m$  – полные индуктивности обмоток статора и ротора соответственно.

Решение данной системы алгебраических и дифференциальных уравнений приведено в Приложении В. 1.

В случае, когда ключ К2 разомкнут, а К1 замыкается (рис. 4.2), то в начальный момент времени  $t = 0$  ток  $i_{ab} = i_0$  и система алгебраических и дифференциальных уравнений будет иметь следующий вид:

$$u_0 = i_0 (\Sigma R + R_{11}) + (\Sigma L + L_{11}) \frac{di_0}{dt} + u_c; \quad (4.11)$$

$$i_c = C \frac{du_c}{dt}; \quad (4.12)$$

$$u_c = u_0 - i_0 (\Sigma R + R_{11}) - (\Sigma L + L_{11}) \frac{di_0}{dt}; \quad (4.13)$$

$$i_1 = i_0 - i_c = i_0 - C \frac{du_c}{dt}; \quad (4.14)$$

$$u_c = i_1 \cdot R_1 + \frac{d\psi_1}{dt}; \quad (4.15)$$

$$0 = i_2 \cdot R_2 + \frac{d\psi_2}{dt}. \quad (4.16)$$

Полученные мгновенные значения тока и напряжений подставим в исходную систему уравнений. Их вид в комплексной форме:

$$\bar{U}_0 = \bar{I}_0(\Sigma R + R_{l1}) + (\Sigma L + L_{l1}) \left( \frac{d}{dt} \bar{I}_0 + j\omega_0 \bar{I}_0 \right) + \bar{U}_c; \quad (4.17)$$

$$\bar{I}_c = C \left( \frac{d}{dt} \bar{U}_c + j\omega_0 \bar{U}_c \right); \quad (4.18)$$

$$\bar{U}_c = \bar{U}_0 - \bar{I}_0(\Sigma R + R_{l1}) - (\Sigma L + L_{l1}) \left( \frac{d}{dt} \bar{I}_0 + j\omega_0 \bar{I}_0 \right); \quad (4.19)$$

$$\bar{I}_0 = \bar{I}_1 + C \left( \frac{d}{dt} \bar{U}_c + j\omega_0 \bar{U}_c \right); \quad (4.20)$$

$$\bar{U}_c = \bar{I}_1 \cdot R_1 + \frac{d}{dt} \bar{\psi}_1 + j\omega_0 \bar{\psi}_1; \quad (4.21)$$

$$0 = \bar{I}_2 \cdot R_2 + \frac{d}{dt} \bar{\psi}_2 + j(\omega_0 - \omega_r) \bar{\psi}_2, \quad (4.22)$$

где  $j$  – символ мнимой части комплексного числа ;  $\omega_r$  - частота вращения ротора.

Выразим токи  $i_1$ ,  $i_2$  через потокосцепления:

$$i_1 = \frac{\psi_1 - \psi_2 L_m / L_2}{L_1 - L_m^2 / L_2}; \quad i_1 = \frac{\psi_1 - \psi_2 k_2}{L'_1} = \frac{1}{L'_1} \psi_1 - \frac{k_2}{L'_1} \psi_2;$$

или

$$i_2 = \frac{\psi_2 - \psi_1 L_m / L_1}{L_2 - L_m^2 / L_1}; \quad i_2 = \frac{\psi_2 - \psi_1 k_1}{L'_2} = \frac{1}{L'_2} \psi_2 - \frac{k_1}{L'_2} \psi_1,$$

где  $k_1 = \frac{L_m}{L_1}$  - коэффициент связи статора;  $k_2 = \frac{L_m}{L_2}$  - коэффициент связи

ротора;

$L'_1 = L_1 - \frac{L_m^2}{L_2}$  - переходная индуктивность обмотки статора при

короткозамкнутой обмотке ротора [38];  $L'_2 = L_2 - \frac{L_m^2}{L_1}$  - переходная

индуктивность обмотки ротора при короткозамкнутой обмотке статора.

Произведем в выражениях замену знака дифференцирования оператором

$p = \frac{d}{dt}$  и вместо процедуры суммирования запишем упрощенное представление

$$\Sigma R_{\Sigma} = (\Sigma R + R_{l1}), \quad \Sigma L_{\Sigma} = (\Sigma L + L_{l1}):$$

$$\begin{aligned} \bar{U}_0 &= \bar{I}_0 \Sigma R_{\Sigma} + p \bar{I}_0 \cdot \Sigma L_{\Sigma} + j \omega_0 \Sigma L_{\Sigma} \bar{I}_0 + \bar{U}_c = \\ &= \bar{I}_0 \Sigma R_{\Sigma} + p \bar{I}_0 \cdot \Sigma L_{\Sigma} + j \Sigma X_{\Sigma} \bar{I}_0 + \bar{U}_c \end{aligned} \quad (4.23)$$

$$\begin{aligned} \bar{U}_c &= \bar{U}_0 - \bar{I}_0 \cdot \Sigma R_{\Sigma} - p \bar{I}_0 \cdot \Sigma L_{\Sigma} - j \omega_0 \Sigma L_{\Sigma} \bar{I}_0 = \\ &= \bar{U}_0 - \bar{I}_0 \cdot \Sigma R_{\Sigma} - p \bar{I}_0 \cdot \Sigma L_{\Sigma} - j \Sigma X_{\Sigma} \bar{I}_0 \end{aligned} \quad (4.24)$$

$$\bar{I}_0 = \bar{I}_1 + p \bar{U}_c C + j \frac{1}{X_c} \cdot \bar{U}_c = \frac{1}{L'_1} \bar{\Psi}_1 - \frac{1}{L'_1} k_2 \bar{\Psi}_2 + p \bar{U}_c C + j \frac{1}{X_c} \cdot \bar{U}_c; \quad (4.25)$$

$$\bar{U}_c = \frac{R_1}{L'_1} \bar{\Psi}_1 - \frac{R_1}{L'_1} k_2 \bar{\Psi}_2 + p \bar{\Psi}_1 + j \omega_0 \bar{\Psi}_1; \quad (4.26)$$

$$\begin{aligned} 0 &= \frac{R_2}{L'_2} \bar{\Psi}_2 - \frac{R_2}{L'_2} k_1 \bar{\Psi}_1 + p \bar{\Psi}_2 + j \frac{\omega_0}{\omega_0} (\omega_0 - \omega_r) \bar{\Psi}_2 = \\ &= \frac{R_2}{L'_2} \bar{\Psi}_2 - \frac{R_2}{L'_2} k_1 \bar{\Psi}_1 + p \bar{\Psi}_2 + j \omega_0 s \bar{\Psi}_2 \end{aligned} \quad (4.27)$$

Представим векторные значения параметров в комплексном виде через проекции на оси  $x, y$ :

$$\begin{aligned} \bar{U}_0 &= U_{0.x} + j U_{0.y}, & \bar{U}_c &= U_{c.x} + j U_{c.y}, & \bar{I}_0 &= I_{0.x} + j I_{0.y}, \\ \bar{\Psi}_1 &= \Psi_{1.x} + j \Psi_{1.y}, & \bar{\Psi}_2 &= \Psi_{2.x} + j \Psi_{2.y}, & U_{0.y} &= 0. \end{aligned}$$

Перепишем систему уравнений (4.23) - (4.27) в комплексном виде для комплексной плоскости, вращающейся с синхронной скоростью  $\omega = \omega_0 = 2\pi f = 314$  рад/с:

$$\begin{aligned} U_{0.x} + j U_{0.y} &= I_{0.x} \Sigma R_{\Sigma} + j I_{0.y} \Sigma R_{\Sigma} + p I_{0.x} \Sigma L_{\Sigma} + j p I_{0.y} \Sigma L_{\Sigma} + \\ &+ j I_{0.x} \Sigma X_{\Sigma} - I_{0.y} \Sigma X_{\Sigma} + U_{c.x} + j U_{c.y} \end{aligned} \quad (4.28)$$

$$\begin{aligned} U_{c.x} + j U_{c.y} &= U_{0.x} + j U_{0.y} - I_{0.x} \Sigma R_{\Sigma} - j I_{0.y} \Sigma R_{\Sigma} - \\ &- p I_{0.x} \Sigma L_{\Sigma} - j p I_{0.y} \Sigma L_{\Sigma} - j I_{0.x} \Sigma X_{\Sigma} + I_{0.y} \Sigma X_{\Sigma} \end{aligned} \quad (4.29)$$

$$I_{0.x} + jI_{0.y} = \frac{1}{L'_1} \psi_{1.x} + j \frac{1}{L'_1} \psi_{1.y} - \frac{1}{L'_1} k_2 \psi_{2.x} - j \frac{1}{L'_1} k_2 \psi_{2.y} +$$

$$+ pU_{c.x}C + jpU_{c.y}C + j \frac{U_{c.x}}{X_c} - \frac{U_{c.y}}{X_c} ; \quad (4.30)$$

$$U_{c.x} + jU_{c.y} = \frac{R_1}{L'_1} \psi_{1.x} + j \frac{R_1}{L'_1} \psi_{1.y} - \frac{R_1}{L'_1} k_2 \psi_{2.x} - j \frac{R_1}{L'_1} k_2 \psi_{2.y} +$$

$$+ p\psi_{1.x} + jp\psi_{1.y} + j\psi_{1.x}\omega_0 - \psi_{1.y}\omega_0 \quad (4.31)$$

$$0 = \frac{R_2}{L'_2} \psi_{2.x} + j \frac{R_2}{L'_2} \psi_{2.y} - \frac{R_2}{L'_2} k_1 \psi_{1.x} - j \frac{R_2}{L'_2} k_1 \psi_{1.y} +$$

$$+ p\psi_{2.x} + jp\psi_{2.y} + \omega_0 s j \psi_{2.x} - \omega_0 s \psi_{2.y} \quad (4.32)$$

Разделим вещественные и мнимые слагаемые как самостоятельные уравнения:

$$U_{0.x} = I_{0.x} \Sigma R_\Sigma + pI_{0.x} \Sigma L_\Sigma - I_{0.y} \Sigma X_\Sigma + U_{c.x};$$

$$jU_{0.y} = jI_{0.y} \Sigma R_\Sigma + jpI_{0.y} \Sigma L_\Sigma + jI_{0.x} \Sigma X_\Sigma + jU_{c.y}; \quad (4.33)$$

$$U_{c.x} = U_{0.x} - I_{0.x} \Sigma R_\Sigma - pI_{0.x} \Sigma L_\Sigma + I_{0.y} \Sigma X_\Sigma;$$

$$jU_{c.y} = jU_{0.y} - jI_{0.y} \Sigma R_\Sigma - jpI_{0.y} \Sigma L_\Sigma - jI_{0.x} \Sigma X_\Sigma; \quad (4.34)$$

$$I_{0.x} = \frac{1}{L'_1} \psi_{1.x} - \frac{1}{L'_1} k_2 \psi_{2.x} + pU_{c.x}C - \frac{U_{c.y}}{X_c};$$

$$jI_{0.y} = \frac{1}{L'_1} j\psi_{1.y} - \frac{1}{L'_1} k_2 j\psi_{2.y} + jpU_{c.y}C + j \frac{U_{c.x}}{X_c}; \quad (4.35)$$

$$U_{c.x} = \frac{R_1}{L'_1} \psi_{1.x} - \frac{R_1}{L'_1} k_2 \psi_{2.x} + p\psi_{1.x} - \psi_{1.y}\omega_0;$$

$$jU_{c.y} = \frac{R_1}{L'_1} j\psi_{1.y} - \frac{R_1}{L'_1} k_2 j\psi_{2.y} + jp\psi_{1.y} + j\psi_{1.x}\omega_0; \quad (4.36)$$

$$0 = \frac{R_2}{L'_2} \psi_{2.x} - \frac{R_2}{L'_2} k_1 \psi_{1.x} + p\psi_{2.x} - \omega_0 s \psi_{2.y};$$

$$0 = \frac{R_2}{L'_2} j\psi_{2.y} - \frac{R_2}{L'_2} k_1 j\psi_{1.y} + jp\psi_{2.y} + \omega_0 s j \psi_{2.x}. \quad (4.37)$$

Элементы уравнений, содержащие индуктивности, умножим и разделим на частоту сети  $\omega_0 = \omega$ , так как частота сети в данной задаче является величиной

ПОСТОЯННОЙ:

$$U_{0.x} = I_{0.x}\Sigma R_{\Sigma} + pI_{0.x}\Sigma L_{\Sigma} \frac{\omega_0}{\omega_0} - I_{0.y}\Sigma X_{\Sigma} + U_{c.x};$$

$$jU_{0.y} = jI_{0.y}\Sigma R_{\Sigma} + jpI_{0.y}\Sigma L_{\Sigma} \frac{\omega_0}{\omega_0} + jI_{0.x}\Sigma X_{\Sigma} + jU_{c.y}; \quad (4.38)$$

$$U_{c.x} = U_{0.x} - I_{0.x}\Sigma R_{\Sigma} - pI_{0.x}\Sigma L_{\Sigma} \frac{\omega_0}{\omega_0} + I_{0.y}\Sigma X_{\Sigma};$$

$$jU_{c.y} = jU_{0.y} - jI_{0.y}\Sigma R_{\Sigma} - jpI_{0.y}\Sigma L_{\Sigma} \frac{\omega_0}{\omega_0} - jI_{0.x}\Sigma X_{\Sigma}; \quad (4.39)$$

$$I_{0.x} = \frac{1}{L'_1} \cdot \frac{\omega_0}{\omega_0} \Psi_{1.x} - \frac{1}{L'_1} \cdot \frac{\omega_0}{\omega_0} k_2 \Psi_{2.x} + pU_{c.x} C \frac{\omega_0}{\omega_0} - \frac{U_{c.y}}{X_c};$$

$$jI_{0.y} = \frac{1}{L'_1} \cdot \frac{\omega_0}{\omega_0} j\Psi_{1.y} - \frac{1}{L'_1} \cdot \frac{\omega_0}{\omega_0} k_2 j\Psi_{2.y} + jpU_{c.y} C \frac{\omega_0}{\omega_0} + j \frac{U_{c.x}}{X_c}; \quad (4.40)$$

$$U_{c.x} = \frac{R_1}{L'_1} \frac{\omega_0}{\omega_0} \Psi_{1.x} - \frac{R_1}{L'_1} \frac{\omega_0}{\omega_0} k_2 \Psi_{2.x} + p\Psi_{1.x} - \Psi_{1.y}\omega_0;$$

$$jU_{c.y} = \frac{R_1}{L'_1} \frac{\omega_0}{\omega_0} j\Psi_{1.y} - \frac{R_1}{L'_1} \frac{\omega_0}{\omega_0} k_2 j\Psi_{2.y} + jp\Psi_{1.y} + j\omega_0\Psi_{1.x}; \quad (4.41)$$

$$0 = \frac{R_2}{L'_2} \frac{\omega_0}{\omega_0} \Psi_{2.x} - \frac{R_2}{L'_2} \frac{\omega_0}{\omega_0} k_1 \Psi_{1.x} + p\Psi_{2.x} - \omega_0 s \Psi_{2.y};$$

$$0 = \frac{R_2}{L'_2} \frac{\omega_0}{\omega_0} j\Psi_{2.y} - \frac{R_2}{L'_2} \frac{\omega_0}{\omega_0} k_1 j\Psi_{1.y} + jp\Psi_{2.y} + \omega_0 s j\Psi_{2.x}. \quad (4.42)$$

Исходную систему дифференциальных уравнений представим через индуктивные сопротивления схемы замещения:

$$U_{0.x} = I_{0.x}\Sigma R_{\Sigma} + pI_{0.x} \frac{\Sigma X_{\Sigma}}{\omega_0} - I_{0.y}\Sigma X_{\Sigma} + U_{c.x};$$

$$jU_{0.y} = jI_{0.y}\Sigma R_{\Sigma} + jpI_{0.y} \frac{\Sigma X_{\Sigma}}{\omega_0} + jI_{0.x}\Sigma X_{\Sigma} + jU_{c.y}; \quad (4.43)$$

$$U_{c.x} = U_{0.x} - I_{0.x}\Sigma R_{\Sigma} - pI_{0.x} \frac{\Sigma X_{\Sigma}}{\omega_0} + I_{0.y}\Sigma X_{\Sigma};$$

$$jU_{c.y} = jU_{0.y} - jI_{0.y}\Sigma R_{\Sigma} - jpI_{0.y} \frac{\Sigma X_{\Sigma}}{\omega_0} - jI_{0.x}\Sigma X_{\Sigma}; \quad (4.44)$$

$$I_{0.x} = \frac{\omega_0}{X'_1} \Psi_{1.x} - \frac{\omega_0}{X'_1} k_2 \Psi_{2.x} + p U_{c.x} \frac{1}{\omega_0 X_c} - \frac{U_{c.y}}{X_c};$$

$$j I_{0.y} = \frac{\omega_0}{X'_1} j \Psi_{1.y} - \frac{\omega_0}{X'_1} k_2 j \Psi_{2.y} + j p U_{c.y} \frac{1}{\omega_0 X_c} + j \frac{U_{c.x}}{X_c}; \quad (4.45)$$

$$U_{c.x} = \omega_0 \Psi_{1.x} s_{k_1} - \omega_0 \Psi_{2.x} s_{k_1} k_2 + p \Psi_{1.x} - \omega_0 \Psi_{1.y};$$

$$j U_{c.y} = j \omega_0 \Psi_{1.y} s_{k_1} - j \omega_0 \Psi_{2.y} s_{k_1} k_2 + j p \Psi_{1.y} + j \omega_0 \Psi_{1.x}; \quad (4.46)$$

$$0 = \omega_0 \Psi_{2.x} s_{k_2} - \omega_0 \Psi_{1.x} s_{k_2} k_1 + p \Psi_{2.x} - \omega_0 s \Psi_{2.y};$$

$$0 = j \omega_0 \Psi_{2.y} s_{k_2} - j \omega_0 \Psi_{1.y} s_{k_2} k_1 + j p \Psi_{2.y} + \omega_0 s j \Psi_{2.x}, \quad (4.47)$$

где  $s_{k_1} = \frac{R_1}{\omega_0 \cdot L'_1} = \frac{R_1}{X_{L'_1}}$  - критическое скольжение статора при максимальном моменте;  $s_{k_2} = \frac{R_2}{\omega_0 \cdot L'_2} = \frac{R_2}{X_{L'_2}}$  - критическое скольжение ротора при

максимальном моменте;  $\omega_0 = 2\pi f = 314,16$ .

В системе дифференциальных уравнений, с целью упрощения, опустим знак, определяющий мнимую часть:

$$U_{0.x} = I_{0.x} \Sigma R_\Sigma + p I_{0.x} \frac{\Sigma X_\Sigma}{\omega_0} - I_{0.y} \Sigma X_\Sigma + U_{c.x};$$

$$U_{0.y} = I_{0.y} \Sigma R_\Sigma + p I_{0.y} \frac{\Sigma X_\Sigma}{\omega_0} + I_{0.x} \Sigma X_\Sigma + U_{c.y}; \quad (4.48)$$

$$U_{c.x} = U_{0.x} - I_{0.x} \Sigma R_\Sigma - p I_{0.x} \frac{\Sigma X_\Sigma}{\omega_0} + I_{0.y} \Sigma X_\Sigma;$$

$$U_{c.y} = U_{0.y} - I_{0.y} \Sigma R_\Sigma - p I_{0.y} \frac{\Sigma X_\Sigma}{\omega_0} - I_{0.x} \Sigma X_\Sigma; \quad (4.49)$$

$$I_{0.x} = \frac{\omega_0}{X'_1} \Psi_{1.x} - \frac{\omega_0}{X'_1} k_2 \Psi_{2.x} + p U_{c.x} \frac{1}{\omega_0 X_c} - \frac{U_{c.y}}{X_c};$$

$$I_{0.y} = \frac{\omega_0}{X'_1} \Psi_{1.y} - \frac{\omega_0}{X'_1} k_2 \Psi_{2.y} + p U_{c.y} \frac{1}{\omega_0 X_c} + \frac{U_{c.x}}{X_c}; \quad (4.50)$$

$$U_{c.x} = \omega_0 \Psi_{1.x} s_{k_1} - \omega_0 \Psi_{2.x} s_{k_1} k_2 + p \Psi_{1.x} - \omega_0 \Psi_{1.y};$$

$$U_{c.y} = \omega_0 \Psi_{1.y} s_{k_1} - \omega_0 \Psi_{2.y} s_{k_1} k_2 + p \Psi_{1.y} + \omega_0 \Psi_{1.x}; \quad (4.51)$$

$$\begin{aligned}
0 &= \omega_0 \Psi_{2.x} s_{k2} - \omega_0 \Psi_{1.x} s_{k2} k_1 + p \Psi_{2.x} - \omega_0 s \Psi_{2.y}; \\
0 &= \omega_0 \Psi_{2.y} s_{k2} - \omega_0 \Psi_{1.y} s_{k2} k_1 + p \Psi_{2.y} + \omega_0 s \Psi_{2.x}.
\end{aligned} \tag{4.52}$$

Выразим производные входного тока через параметры схемы замещения и разделим на коэффициенты при неизвестном:

$$\begin{aligned}
pI_{0.x} &= \frac{\omega_0}{\Sigma X_{\Sigma}} (U_{0.x} - I_{0.x} \Sigma R_{\Sigma} + I_{0.y} \Sigma X_{\Sigma} - U_{c.x}); \\
pI_{0.y} &= \frac{\omega_0}{\Sigma X_{\Sigma}} (-I_{0.y} \Sigma R_{\Sigma} - I_{0.x} \Sigma X_{\Sigma} - U_{c.y});
\end{aligned} \tag{4.53}$$

$$\begin{aligned}
pU_{c.x} &= \omega_0 X_c \left( I_{0.x} - \frac{\omega_0}{X'_1} \Psi_{1.x} + \frac{\omega_0}{X'_1} k_2 \Psi_{2.x} + \frac{U_{c.y}}{X_c} \right); \\
pU_{c.y} &= \omega_0 X_c \left( I_{0.y} - \frac{\omega_0}{X'_1} \Psi_{1.y} + \frac{\omega_0}{X'_1} k_2 \Psi_{2.y} - \frac{U_{c.x}}{X_c} \right);
\end{aligned} \tag{4.54}$$

$$\begin{aligned}
p\Psi_{1.x} &= U_{c.x} - \omega_0 \Psi_{1.x} s_{k1} + \omega_0 \Psi_{2.x} s_{k1} k_2 + \omega_0 \Psi_{1.y}; \\
p\Psi_{1.y} &= U_{c.y} - \omega_0 \Psi_{1.y} s_{k1} + \omega_0 \Psi_{2.y} s_{k1} k_2 - \omega_0 \Psi_{1.x};
\end{aligned} \tag{4.55}$$

$$\begin{aligned}
p\Psi_{2.x} &= -\omega_0 \Psi_{2.x} s_{k2} + \omega_0 \Psi_{1.x} s_{k2} k_1 + \omega_0 s \Psi_{2.y}; \\
p\Psi_{2.y} &= -\omega_0 \Psi_{2.y} s_{k2} + \omega_0 \Psi_{1.y} s_{k2} k_1 - \omega_0 s \Psi_{2.x}.
\end{aligned} \tag{4.56}$$

Полученная система дифференциальных уравнений (4.53...4.56) дополнена уравнением движения:

$$ps = \frac{1}{T_m} m_c - \frac{k_1}{T_m X'_2} (\Psi_{1y} \Psi_{2x} - \Psi_{1x} \Psi_{2y}), \tag{4.57}$$

где  $s$  – скольжение;  $T_m$  – величина механической постоянной вращающихся масс;  $k_1$  – коэффициент связи статора;  $X'_2$  – переходное индуктивное сопротивление обмотки ротора;  $m_c = 0,07 + (\Sigma M'_c + \Delta M'_{don}) \cdot (1-s)^2$  – суммарный момент сопротивления в функции скольжения, который учитывает дополнительный момент сопротивления, где  $\Sigma M'_c$  – суммарный момент сопротивления насосного агрегата с учетом коэффициента фактической загрузки, о.е.;  $\Delta M'_{don}$  – дополнительный момент сопротивления, обусловленный изменением внутреннего сечения НКТ из-за осаждения АСПО, о.е.

Входное напряжение рассматриваемой схемы замещения представляется в виде известной единичной функции [63, 64]:

$$U(t) = 1(t) - k \cdot 1(t - t_1) + k \cdot 1(t - t_2), \quad (4.58)$$

где  $t_1$  – момент снижения уровня напряжения;  $t_2$  – момент восстановления уровня напряжения;  $k$  – коэффициент, характеризующий степень снижения уровня напряжения.

Таким образом, данная система уравнений приведена к канонической форме в системе относительных единиц (4.53...4.56), дополнена единичной функцией напряжения (4.58) и уравнением движения (4.57), где момент сопротивления учитывает дополнительный момент сопротивления, возникающий в результате процесса осаждения АСПО.

Численные решения системы дифференциальных уравнений, приведенных к форме Коши, производятся методом Эйлера в о.е.

За базисные величины приняты:

$$M_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\Omega_0} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot I_{ном}}{2 \cdot \pi \cdot n_{ном}} = \left( \sqrt{3} \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{2}} \cdot \frac{I_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{2}} \right) \div \frac{\omega_0}{p} = \frac{3 \cdot U_{\bar{\sigma}} \cdot I_{\bar{\sigma}} \cdot p}{2 \cdot \omega_0} = 103,47,$$

где  $\omega_r = \Omega_0 = 2 \cdot \pi \cdot f / p = \omega_0 / p$  ( $\omega_r = \Omega_0 = 2 \cdot \pi \cdot n_{ном} / 60 = 101,3$ ), рад/с – частота вращения электропривода,

$$U_{\bar{\sigma}} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_{ном}}{\sqrt{3}} = 310; \quad I_{\bar{\sigma}} = \sqrt{2} \cdot I_{ном} = 23,27; \quad Z_{\bar{\sigma}} = \frac{U_{\bar{\sigma}}}{I_{\bar{\sigma}}} = 13,33; \quad \Psi_{\bar{\sigma}} = \frac{U_{\bar{\sigma}}}{\omega_0};$$

$$P_{\bar{\sigma}} = \frac{U_{\bar{\sigma}} \cdot I_{\bar{\sigma}}}{2} \cdot 3; \quad M_{\bar{\sigma}} = \frac{P_{\bar{\sigma}}}{\omega_{\bar{\sigma}}}; \quad \omega_{\bar{\sigma}} = 314 \text{ с}^{-1}; \quad J_{\bar{\sigma}} = \frac{M_{\bar{\sigma}}}{\omega_{\bar{\sigma}}^2};$$

$$S_{\bar{\sigma}} = \frac{3U_{\bar{\sigma}}I_{\bar{\sigma}}}{2}; \quad \Delta M_{\partial on*} = \frac{\Delta M_{\partial on}}{M_{\bar{\sigma}}}; \quad T_m = \frac{J \cdot \omega_m^2}{M_n}; \quad T_{m.\bar{\sigma}} = \frac{J}{4J_{\bar{\sigma}}}; \quad T_{m.*} = \frac{T_m}{T_{m.\bar{\sigma}}};$$

где  $J = J_{\partial в.} + J_{шт.} = 0,058 + 0,1628 = 0,2208$  кг/м<sup>2</sup> – суммарный момент инерции.

#### **4.6 Анализ результатов математического моделирования и определение рациональных энергетических параметров и мощности компенсирующих установок в установившихся и переходных режимах работы электротехнического комплекса добывающей скважины**

В результате математического моделирования процесса пуска и самозапуска электропривода ЭКДС, оборудованного ВНУ с ПП в системе о.е. получены следующие зависимости для варианта с варьируемыми параметрами (момента сопротивления, уровня напряжения и провала напряжения) – ток, входное напряжение, частота вращения двигателя и электромагнитный момент в функции времени с учётом и без учёта работы КУ и СН.

Учитывалось снижение уровня напряжения на зажимах АД.

Результаты математического моделирования приведены в таблицах 4.2 и В.2 (Приложение В) и в виде графиков зависимостей на рисунках 4.6...4.14. Параметры установившегося процесса этих графиков являются исходными данными для известных методов расчета энергетических параметров ЭКОЛ и ЭКП.

Согласно графикам, приведенным на рисунках 4.6...4.14, время выхода электропривода на установившийся режим, с учетом провала напряжения в момент пуска и самозапуска, увеличивается и составляет в среднем 0,5 с.

#### **4.7 Методика определения уровня провала напряжения и граничных значений рационального напряжения на зажимах электропривода**

Определены граничные значения устойчивого процесса пуска и самозапуска электропривода в о. е.: величины изменения параметров тока, входного напряжения, частоты вращения АД, электромагнитного момента, и времени завершения переходного процесса относительно базового режима работы ЭКДС при установившихся и переходных процессах и варьировании суммарного момента сопротивления с учетом провала питающего напряжения (табл. 4.2).

Использование СН и индивидуальной КУ в ЭКДС, подключенного в конце отходящей линии, позволяет снизить напряжение в ЦП от 1,00 до 0,97 о.е. Математическое моделирование режимов работы ЭКДС производилось при

следующих условиях: суммарный момент сопротивления равен  $\approx 0,7$  о.е. от номинального момента, провал напряжения  $\delta U_{np} = 0,35$  о.е., стабилизированное входное напряжение принималось равным 1,00 о.е. и 0,97 о.е. с зоной нечувствительности  $\pm 3\%$ . Результаты моделирования приведены в таблице 4.2 и на рисунках 4.6...4.14.

Таблица 4.2 – Параметры установившегося процесса при варьировании суммарного момента сопротивления и провала напряжения

Уровень вход.напр. $U_0$ , о.е.	Провал напряж. $\delta U_{np}$ , о.е.	Доп.мом. сопрот. $\Delta M'_{дон}$ , о.е.	I, о.е.	$\omega_2$ , о.е.	$M_3$ , о.е.
Базовый режим: $I_{\bar{\sigma}} = 23,27$ А; $M_{\bar{\sigma}} = 103,47$ Н·м.					
1	0	0	0,74	0,326	0,66
Аномальные режимы					
1,03	0,35	0,1719	0,78	0,325	0,65
1,00			0,76	0,324	0,67
0,97			0,73	0,323	0,71
1,00	0,35	0	0,76	0,326	0,55
0,97			0,73	0,325	0,57
0,94			0,73	0,325	0,58

Анализ результатов моделирования показал, что электропривод ЭКДС с ВНУ работает устойчиво в обоих вариантах: при стабилизации в ЦП существующего напряжения  $1,0 U_{ном}$  с зоной нечувствительности  $+3\%$  и при стабилизации в ЦП напряжения  $0,97 U_{ном}$  с зоной нечувствительности  $+3\%$ . Провал напряжения в обоих вариантах  $\delta U_{np} = 0,35$  о.е. происходил после 1с после пуска электропривода ЭКДС. Установлено, что дополнительный момент сопротивления  $\Delta M'_{дон} = 0,1719$  о.е., обусловленный осаждением АСПО в первом варианте, повышает по сравнению со вторым вариантом при работе со СН динамические составляющие тока, электромагнитного момента, которые существенно влияют на механические узлы электропривода ЭКДС.

Математическое моделирование процесса пуска и самозапуска электропривода ЭКДС производилось при следующих начальных условиях: при входном напряжении  $U_0$  равным 1,03; 1,00; 0,97 о.е. и суммарным моментом сопротивления равным  $\approx 0,7$  о.е. от номинального момента (рис. 4.6, а...4.14, а).

Произведена проверка процесса пуска и самозапуска электропривода ЭКДС при варьировании суммарного момента сопротивления за счет изменения дополнительного момента сопротивления  $\Delta M'_{дон}$  равного  $0 \dots 0,1719$  о.е. и при провале питающего напряжения до  $0,35$  о.е. (рис. 4.6, а...4.14, а). При этом обеспечивается устойчивый режим работы электропривода при внешних и внутренних возмущениях.

При использовании СН дополнительный момент сопротивления от сужения внутреннего диаметра НКТ отсутствует, при этом уровень рационального напряжения снижается с  $U_{рац} = 1,00 \pm 0,03$  о.е. до  $U_{рац} = 0,97 \pm 0,03$  о.е., что приводит к снижению динамической составляющей суммарного момента сопротивления и потребляемой мощности из электрической сети.

Аналогично производилось математическое моделирование процесса пуска и самозапуска электропривода ЭКДС при новом значении рационального уровня напряжения при следующих начальных условиях входного напряжения  $U_0$  равном  $1,00; 0,97; 0,94$  о.е. (рис. 4.6, б...4.14, б).

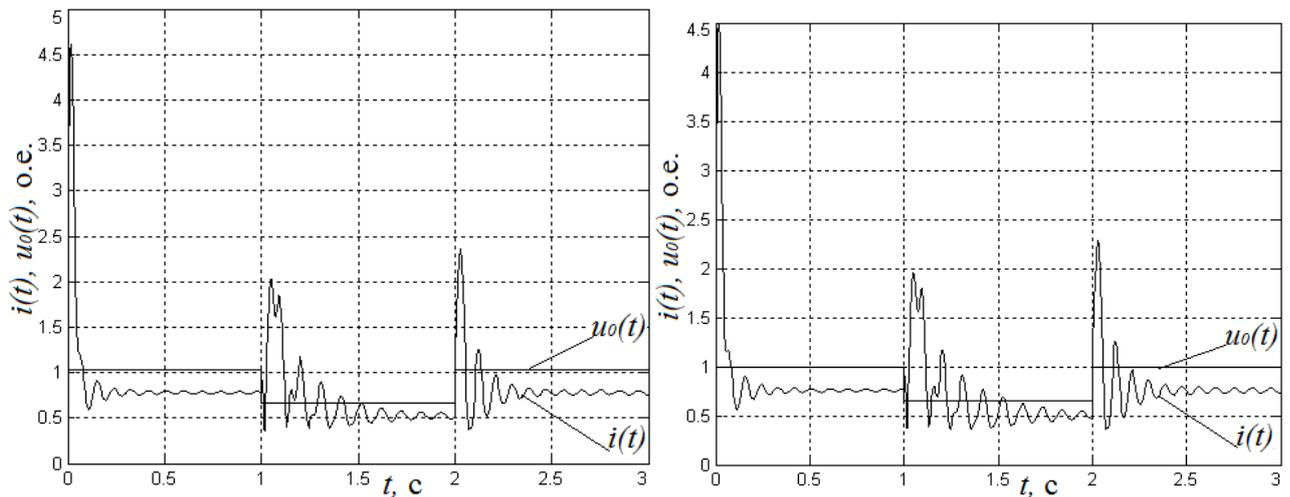


Рисунок 4.6 – Графики зависимостей тока и напряжения в функции времени при  $m_c \approx 0,7$  о.е.,  $\delta U_{np} = 0,35$  о.е.

а) при  $U_0 = 1,03$  о.е.,  $\Delta M'_{дон} = 0,1719$  о.е.

б) при  $U_0 = 1$  о.е.,  $\Delta M'_{дон} = 0$  о.е.

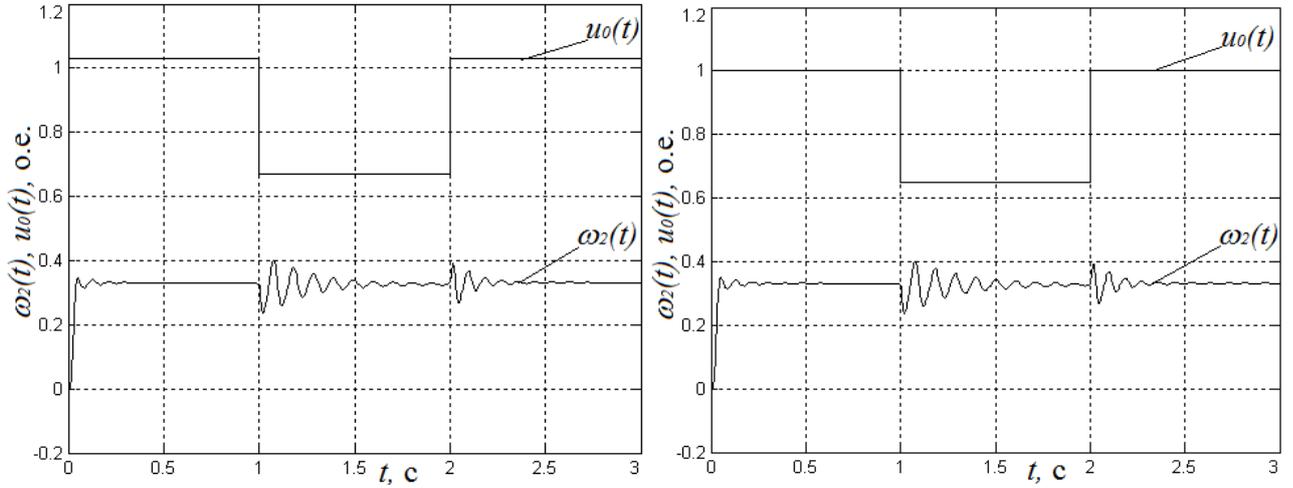


Рисунок 4.7 – Графики зависимостей частоты вращения двигателя и напряжения в функции времени при  $m_c \approx 0,7$  о.е.,  $\delta U_{np} = 0,35$  о.е.

а) при  $U_0 = 1,03$  о.е.,  $\Delta M'_{don} = 0,1719$  о.е.

б) при  $U_0 = 1$  о.е.,  $\Delta M'_{don} = 0$  о.е.

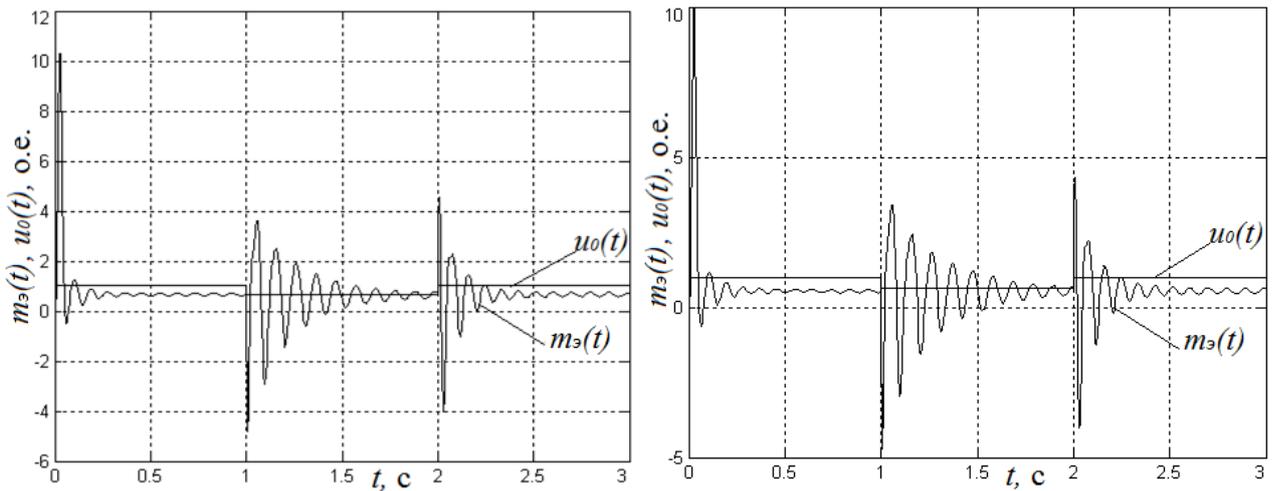


Рисунок 4.8 – Графики зависимостей электромагнитного момента и напряжения в функции времени при  $m_c \approx 0,7$  о.е.,  $\delta U_{np} = 0,35$  о.е.

а) при  $U_0 = 1,03$  о.е.,  $\Delta M'_{don} = 0,1719$  о.е.

б) при  $U_0 = 1$  о.е.,  $\Delta M'_{don} = 0$  о.е.

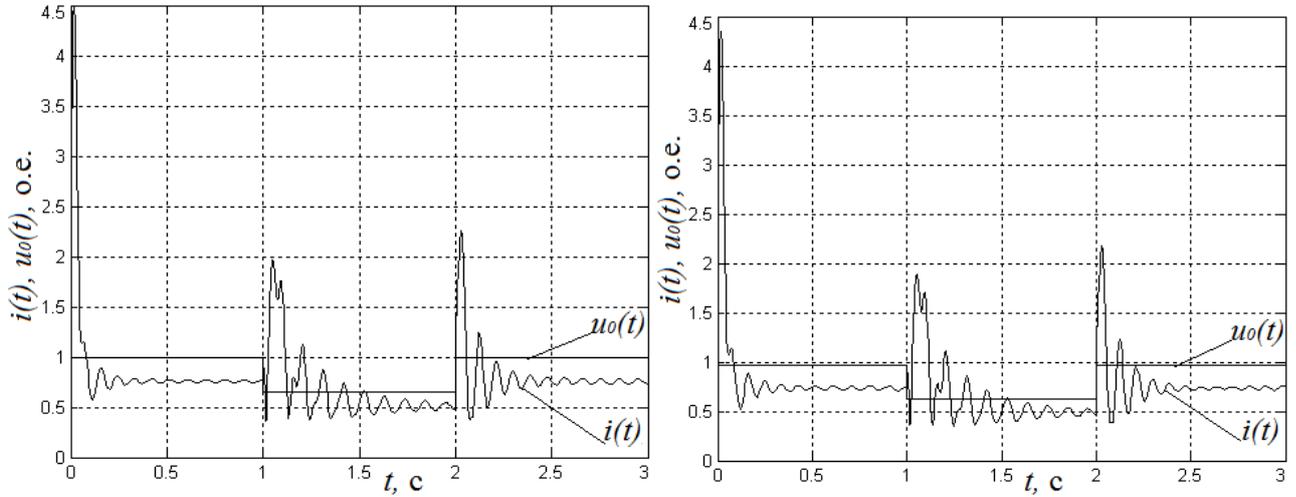


Рисунок 4.9 – Графики зависимостей тока и напряжения в функции времени

при  $m_c \approx 0,7$  о.е.,  $\delta U_{np} = 0,35$  о.е.

а) при  $U_0 = 1$  о.е.,  $\Delta M'_{don} = 0,1719$  о.е.

б) при  $U_0 = 0,97$  о.е.,  $\Delta M'_{don} = 0$  о.е.

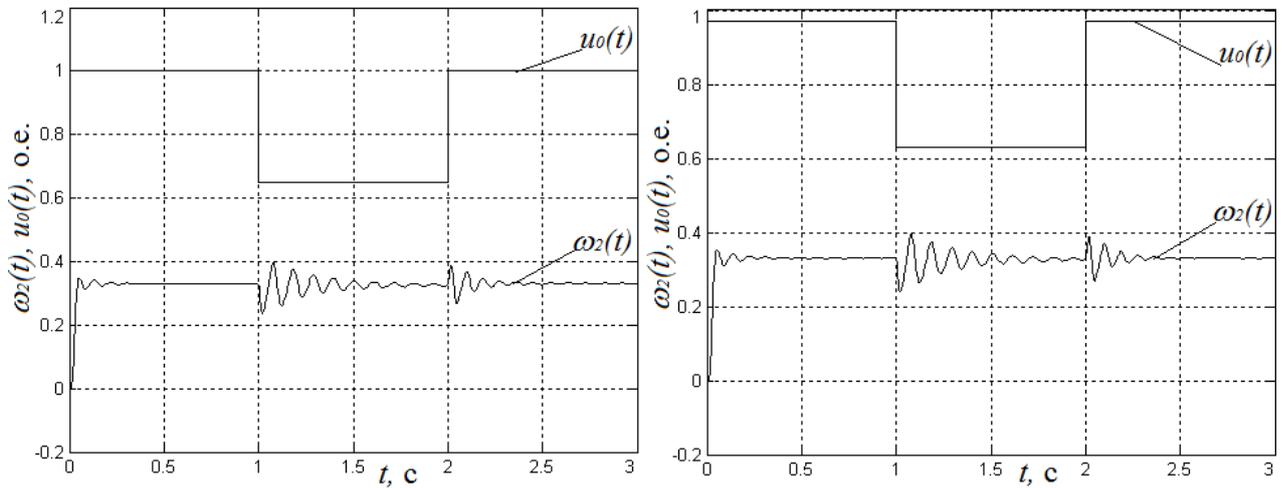


Рисунок 4.10 – Графики зависимостей частоты вращения двигателя и напряжения в функции времени при  $m_c \approx 0,7$  о.е.,  $\delta U_{np} = 0,35$  о.е.

а) при  $U_0 = 1$  о.е.,  $\Delta M'_{don} = 0,1719$  о.е.

б) при  $U_0 = 0,97$  о.е.,  $\Delta M'_{don} = 0$  о.е.

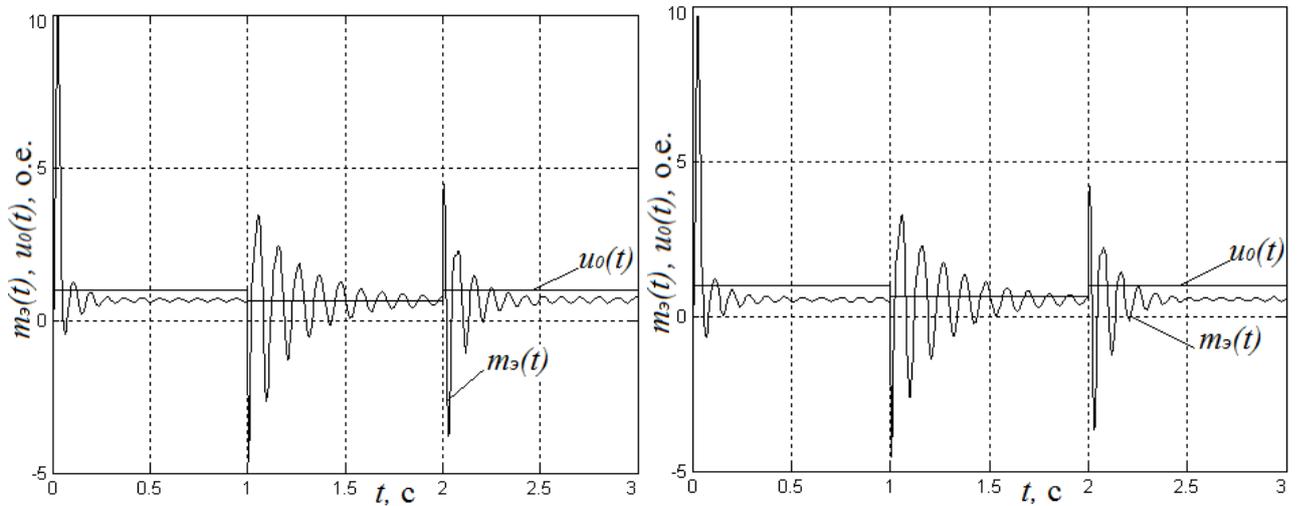


Рисунок 4.11 – Графики зависимостей электромагнитного момента и напряжения в функции времени при  $m_c \approx 0,7$  о.е.,  $\delta U_{np} = 0,35$  о.е.

а) при  $U_0 = 1$  о.е.,  $\Delta M'_{don} = 0,1719$  о.е.

б) при  $U_0 = 0,97$  о.е.,  $\Delta M'_{don} = 0$  о.е.

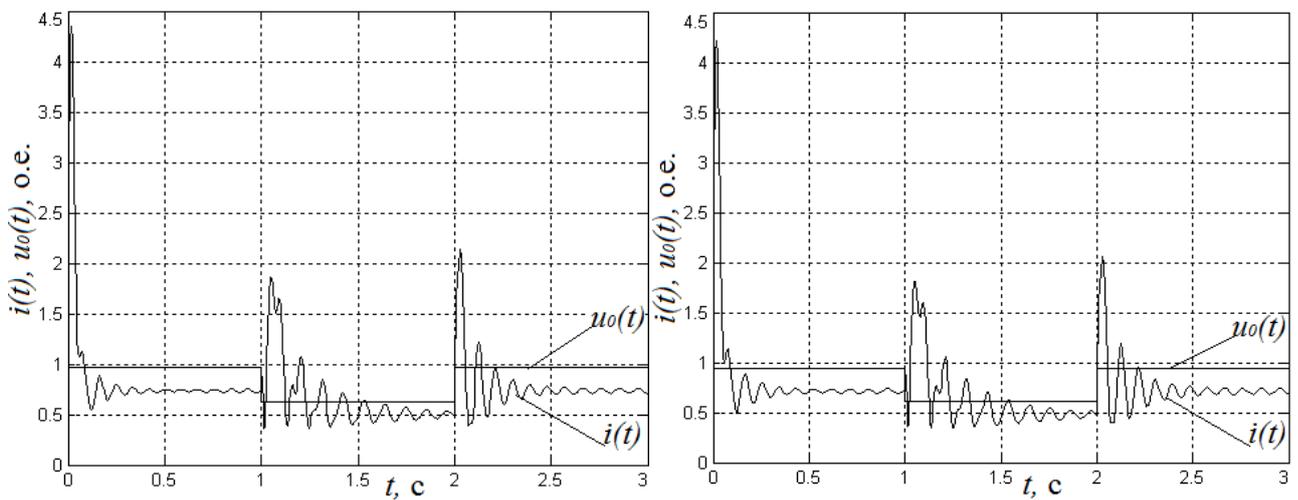


Рисунок 4.12 – Графики зависимостей тока и напряжения в функции времени при  $m_c \approx 0,7$  о.е.,  $\delta U_{np} = 0,35$  о.е.

а) при  $U_0 = 0,97$  о.е.,  $\Delta M'_{don} = 0,1719$  о.е.

б) при  $U_0 = 0,94$  о.е.,  $\Delta M'_{don} = 0$  о.е.

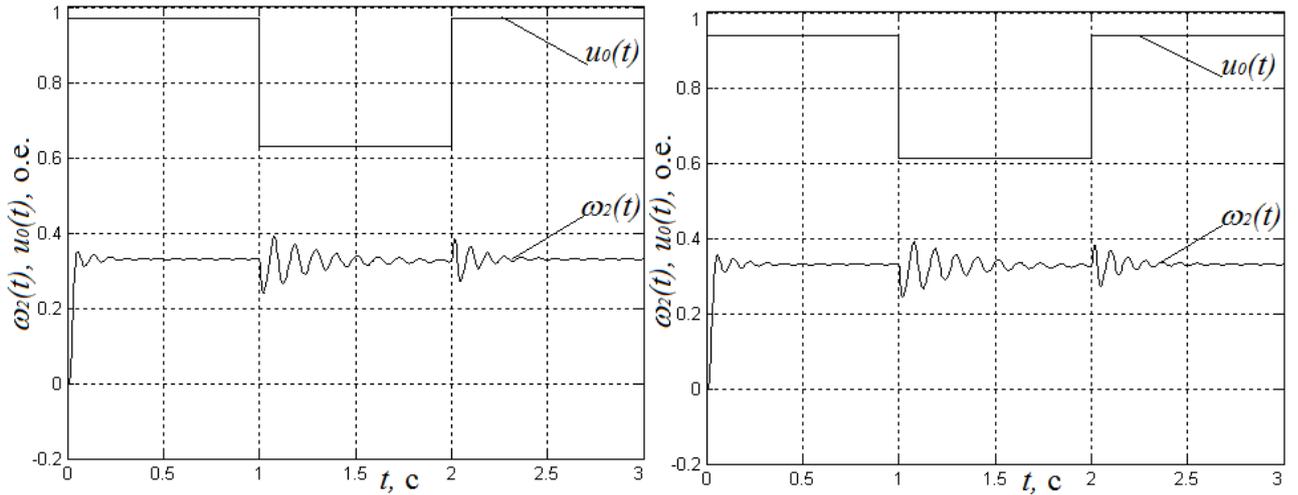


Рисунок 4.13 – Графики зависимостей частоты вращения двигателя и напряжения в функции времени при  $m_c \approx 0,7$  о.е.,  $\delta U_{np} = 0,35$  о.е.

а) при  $U_0 = 0,97$  о.е.,  $\Delta M'_{\text{дон}} = 0,1719$  о.е.

б) при  $U_0 = 0,94$  о.е.,  $\Delta M'_{\text{дон}} = 0$  о.е.

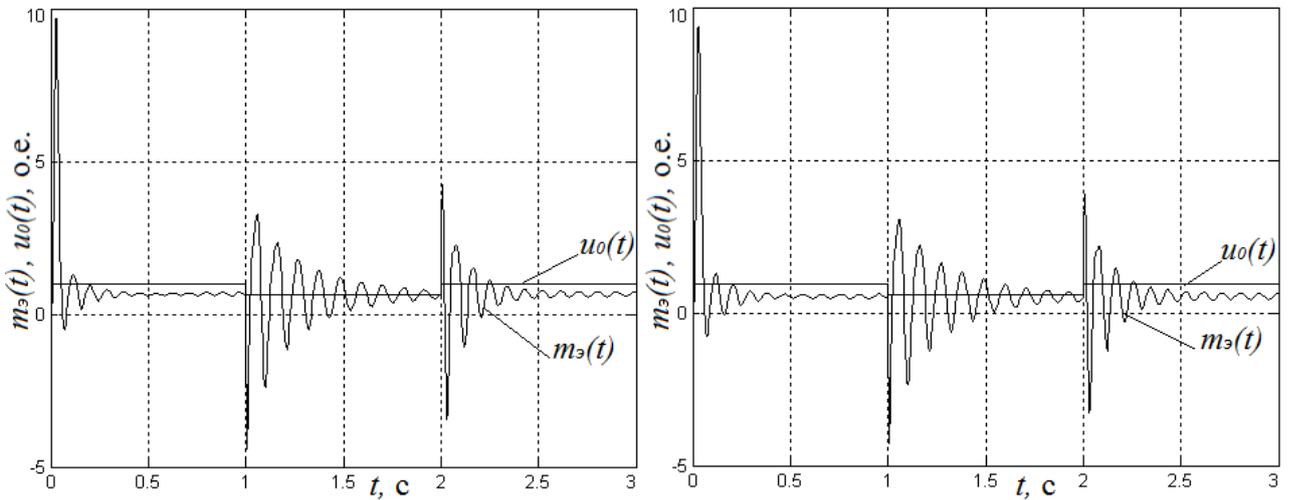


Рисунок 4.14 – Графики зависимостей электромагнитного момента и напряжения в функции времени при  $m_c \approx 0,7$  о.е.,  $\delta U_{np} = 0,35$  о.е.

а) при  $U_0 = 0,97$  о.е.,  $\Delta M'_{\text{дон}} = 0,1719$  о.е.

б) при  $U_0 = 0,94$  о.е.,  $\Delta M'_{\text{дон}} = 0$  о.е.

Самым тяжелым и наиболее информативным условием работы ЭКДС с ВНУ с ПП является уровень входного напряжения, который находится у нижней границы (0,97 о.е.) без использования СН (рис. 4.12, а...4.14, а) и (0,94 о.е.) с использованием СН (рис. 4.12, б...4.14, б).

Из графиков зависимостей тока видно, что максимальные значения токов при пуске, в интервале времени  $t = (0...1)$ , сек. снижаются с 4,35 о.е. (рис. 4.12, а) до 4,25 о.е. (рис. 4.12, б) и при восстановлении уровня входного напряжения, т.е. при самозапуске  $t = (2...3)$ , сек. снижаются с 2,15 о.е. (рис. 4.12, а) до 2,05 о.е. (рис. 4.12, б). В установившемся режиме значения токов практически

одинаково.

Анализ рисунка 4.13 показывает, что частота вращения двигателя в установившемся режиме увеличивается в момент времени  $t=3$ , сек. с 0,323 (рис. 4.13, *a*) до 0,325 (рис. 4.13, *б*).

Из рисунка 4.14 видно, что максимальные значения электромагнитного момента при пуске, в интервале времени  $t=(0...1)$ , сек. снижаются с 9,67 о.е. (рис. 4.14, *a*) до 9,33 о.е. (рис. 4.14, *б*) и при восстановлении уровня входного напряжения, т.е. при самозапуске  $t=(2...3)$ , сек. тоже снижаются с 3,33 о.е. (рис. 4.14, *a*) до 4 о.е. (рис. 4.14, *б*). В установившемся режиме значения электромагнитного момента снижаются с 0,71 о.е. (рис. 4.14, *a*) до 0,58 о.е. (рис. 4.14, *б*).

Аналогичная картина наблюдается и при других уровнях входного напряжения при 1,03 (рис. 4.6, *a* ...4.8, *a*); 1,0 (рис. 4.9, *a* ...4.11, *a*) и при 1,00 (рис. 4.6, *б* ...4.8, *б*); 0,97 (рис. 4.9, *б* ...4.11, *б*).

В результате анализа установившегося процесса (табл. 4.2, рис.4.6...4.14) установлено, что использование СН приводит к улучшению значений всех рассматриваемых параметров, что свидетельствует об эффективности использования электротехнического оборудования ЭКДС и приводит к снижению затрат ЭЭ на 1 тонну добываемой высоковязкой нефти.

Анализ зависимостей показал, что при автоматической стабилизации в ЦП рационального уровня напряжения, одновременной работе СН и КУ и возникновении провала напряжения  $\delta U_{np}=0,35$  о.е. во время пуска электропривода ЭКДС, при восстановлении напряжения в момент времени 2 с., он успешно самозапускается (рис. 4.9, *б*...4.11, *б*).

Снижение уровня напряжения в ЦП до рационального обеспечивает годовую экономию электрической энергии на 5544720 кВт·ч (59%) и снижение затрат на её оплату более чем на 12 млн. рублей. Оптимальные параметры установившегося процесса данного исследования являются исходными данными для известных методов расчета энергетических параметров отходящих линий и ЭКП.

#### Выводы по главе 4

Получена система алгебраических и дифференциальных уравнений по эквивалентной схеме замещения ЭКДС с учетом использования нагревательных элементов, расположенных вдоль НКТ, предназначенных для снижения процесса осаждения АСПО на внутренней стенке этих труб, снижения динамической и кинематической вязкости нефти и гидравлического сопротивления.

Для определения динамических параметров электропривода ЭКДС математическая модель АД дополнена аналитическими зависимостями, которые учитывают параметры индивидуальной КУ и СН, а также дополнительный момент сопротивления, необходимый для преодоления гидравлического сопротивления.

В результате математического моделирования динамического режима работы ЭКДС без учета и с учетом индивидуальной КУ при варьировании входного напряжения и суммарного момента сопротивления определены граничные значения устойчивого процесса пуска и самозапуска электропривода ЭКДС.

При варьировании начальных условий процесса пуска и самозапуска электропривода ЭКДС: дополнительного момента сопротивления  $\Delta M'_{don} = (0 \dots 0,1719)$  о.е., уровня напряжения  $U_0 = (0,94 \dots 1,0)$  о.е., провала напряжения  $\delta U_{np} = (0 \dots 0,35)$  о.е., без учета и с учетом параметров индивидуальной компенсирующей установки, обеспечивается процесс гарантированного пуска и самозапуска электропривода ЭКДС и снижение потерь ЭЭ в установившемся режиме работы комплекса на  $\approx 18\%$ .

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основные научные и практические результаты исследований в соответствии с поставленными задачами, решение которых обеспечило достижение поставленной цели диссертационной работы:

1. Усовершенствованы электротехнические комплексы нефтегазодобывающего предприятия путем использования современных технических средств: скважинного нагревателя для дискретно-распределенного теплового воздействия на поток высоковязкой нефти в скважине, а также индивидуальной компенсирующей установки. Произведен параметрический синтез энергетических параметров электротехнического комплекса добывающей скважины с требуемыми технологическими параметрами процесса добычи высоковязкой нефти и получены новые аналитические зависимости. Согласован режим работы индивидуальной компенсирующей установки и скважинного нагревателя с режимом работы электропривода комплекса.

2. Разработана математическая модель электротехнического комплекса добывающей скважины, учитывающая параметры и связи вышеперечисленных технических средств, получены новые аналитические зависимости.

3. Усовершенствован известный метод расчета энергетических параметров установившихся и переходных процессов в ЭКДС путем дополнения новых аналитических зависимостей при воздействии внешних и внутренних возмущений в распределительной электрической сети.

4. Разработаны имитационная модель режима работы электротехнического комплекса добывающей скважины в установившихся и переходных процессах и методика определения уровня провала напряжения и граничных значений рационального напряжения  $U_{рац.} = 0,97 \pm 0,03$  о.е. на зажимах электропривода.

Проведен анализ результатов моделирования пуска и самозапуска электропривода комплекса.

5. Установлено, что при снижении напряжения в ЦП до нижней границы зоны нечувствительности  $0,94U_{ном}$  при возникновении провала напряжения  $\delta U_{np} = 0,35$  о.е. в момент времени 1 с. при последующем восстановлении

напряжения электропривод ЭКДС успешно самозапускается.

6. Доказано, что включение в схему СН и индивидуальной КУ снижает потери ЭЭ на 59%, что соответствует 69309 кВт·ч в год на одну скважину и улучшает режим работы ЭКДС.

7. Путем сравнения конкурирующих вариантов доказано, что использование предложенной схемы ЭКДС приводит к снижению затрат электрической энергии на 1 тонну добываемой высоковязкой нефти (с 1,5 кВт·ч/т до 0,6 кВт·ч/т) и повышает энергоэффективность данного комплекса: годовое потребление ЭЭ снижается на 59%, что соответствует 5544720 кВт·ч, это эквивалентно более 12 млн. руб.

Использование результатов диссертационной работы Швецковой Л.В. рекомендуется при проектировании электротехнических комплексов добывающих скважин с винтовыми насосными установками и в перспективе дальнейшей разработки с различными насосными агрегатами при добыче высоковязких и битумных нефтей.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Абрамович, Б.Н. Модель и компоненты системы регулирования режима напряжения в центре электропитания / Б.Н. Абрамович, Д.Н. Нурбосынов // В науч. тех. журн.: Народное хозяйство Республики Коми. – Сыктывкар –Воркута – Ухта. – 1992. Т.1, № 3.
2. Абрамович, Б.Н. Автоматизированная система управления электроснабжением территориально рассредоточенных объектов / Б.Н. Абрамович, В.П. Ганский, Д.Н. Нурбосынов, П.М. Каменев // В кн.: VI Научно-техническая конференция. Техничко-экономические проблемы оптимизации режимов электропотребления промышленных предприятий. – Челябинск. – 1991.
3. А.с. №1185490 (СССР). Устройство защиты от перенапряжений и субгармонических колебаний установок продольной емкостной компенсации // Б.Н. Абрамович, К.А. Ананьев, О.В. Иванов, Л.В. Макурова, Д.Н. Нурбосынов. Оpubл. в Б.И. 1985, № 38.
4. Асинхронные двигатели серии 4А. Справочник / А.Э. Кравчик, М.М. Шлаф, В.И. Афонин, Е.А. Соболенская. – М.: Энергоатомиздат, 1982.
5. Адонин, А.Н. Добыча нефти штанговыми насосами / А.Н. Адонин. – М.: Недра, 1979. – 213 с.
6. Арзамасцев, Д.А., Бартоломей, П.И., Холян, А.М. АСУ и оптимизация режимов энергосистем: Учебное пособие для студентов вызов. М.: Высш. шк., 1983. – 208 с.
7. Афанасьев, Н.В. Совершенствование режима напряжения и электропотребления в условия предприятий нефтедобычи / Н.В. Афанасьев, И.А. Чернявская, Д.Н. Нурбосынов // Нефть Татарстана. – 1999. – № (1-2). – С. 64 - 67.
8. Бор-Раменский, А.Е. Технологические и технические модули автоматизированных производств (Системный подход к проблеме) / А.Е. Бор-Раменский // - Л.: Наука, 1989.
9. Бор-Раменский, А.Е. Семантические инварианты сложных динамических

систем / А.Е. Бор-Раменский // В кн.: Системный подход к исследованию и проектированию сложных объектов. // - Л.: Ленинградский институт информатики и автоматизации АН СССР, 1989.

10. Бор-Раменский, А.Е. Системный анализ сложных объектов и процессов / А.Е. Бор-Раменский. – СПб: РИО «СПб ГИПТ», 2006. – 320 с.

11. Вагин, Г.Я. Расчёт доз колебаний напряжения от дуговых сталеплавильных печей / Г.Я. Вагин, А.Б. Лоскутов, Е.В. Редькин // Промышленная энергетика. – № 2. – 1993.

12. Вагин, Г.Я. О необходимости корректировки методики компенсации реактивной мощности в электрических сетях напряжением до 1000 В / Г.Я. Вагин, С.Н. Юртаев // Промышленная энергетика. – № 5. – 2008. – С.31-41.

13. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб. для электроэнергет. спец. вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1985. – 536 с., ил.

14. Веников, В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лисеев. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

15. Гамазин, С.И. Применение методов математического программирования при проектировании систем электроснабжения / С.И. Гамазин, В.В. Черепанов. - Горький: ГГУ, 1980.

16. Гамазин, С. И. Современные способы повышения надежности электроснабжения потребителей напряжением 10, 6 и 0,4 кВ / С. И. Гамазин, В. М. Пупин, Р. В. Зелепугин, А. Р. Сабитов // Промышленная энергетика. - 2008. - N 8. - С. 20-23.

17. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие для студентов вузов / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов н/Д.: Феникс, 2008.

18. Голонский, П.П. Борьба с парафином при добыче нефти / П.П. Голонский – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 88 с.

19. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических

средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014.

20. Гремяков, А.А. Определение мощности и размещения конденсаторных батарей в распределительных электрических сетях с учетом режима напряжений / А.А. Гремяков, В.А. Строев // Электричество. – № 12. –1976. С. 1...4.

21. Гусейнов, Ф.Г. Экономичность режимов электрических сетей / Ф.Г. Гусейнов, О.С. Мамедяров. - М.: Энергоатомиздат, 1984. – 120 с.

22. Давыдов, А.Ю. Оценка влияния крутильных колебаний штанговой колонны на работу винтовой насосной установки: дис. канд. техн. наук: 05.02.13 / Давыдов Александр Юрьевич. – Уфа, 2002. – 121 с.

23. Девяткин, С.Л. Автоматизация исследования переходных процессов в электрических системах / С.Л. Девяткин, А.М. Ерохин, Д.Е. Зеленецкий, Б.А. Коротков, Е.Н. Попков, А.И. Фильчков // В сб. науч. трудов «Электроэнергетика», СПб.: Изд-во СПбГПУ. – 1992. С. 42-50.

24. Евсеев, А.Н. Регулируемая установка компенсации реактивной мощности для нефтегазодобывающего предприятия / А.Н. Евсеев, Д.Н. Нурбосынов, А.С. Логинов //Промышленная энергетика. – № 5. – 1990.

25. Ермилов, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А.А. Ермилов. - М: Энергоатомиздат, 1983.

26. Ершов, М.С. Моделирование вентильного привода для расчета режимов и процессов промышленных электротехнических систем / М.С. Ершов, А.В. Егоров, А.С. Улюмджиев // Промышленная энергетика. – №6. – 2012. –С. 26.

27. Ершов, М.С. Электрооборудование и станции управления технологических установок механизированной добычи нефти. Учеб. пособие для вузов. / М.С. Ершов, А.Д. Яризов. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2008. – 124 с.: ил.

28. Жежеленко, И.В. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях / И.В. Жежеленко, Ю.Л. Саенко. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2000. – 252 с.

29. Жежеленко, И.В. Методы вероятностного моделирования в расчетах характеристик электрических нагрузок потребителей / И.В. Жежеленко, Е. А. Кротков, В.П. Степанов. – 2-е изд.– М.: Энергоатомиздат, 2003. – 217 с.
30. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии. Руководство для практических расчетов. М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.
31. Железко, Ю.С., Артемьев, А.В., Савченко, О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчетов. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.: ил.
32. Железко, Ю.С. Новые правила расчета экономических значений потребления реактивной мощности потребителями / Ю.С. Железко // Промышленная энергетика. – № 6. –1996.
33. Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
34. Ибрагимов, Н.Г. Создание технологического комплекса повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии: дис. док. техн. наук: 25.00.17 /Ибрагимов Наиль Габдулбариевич.– Москва, 2005. – 276 с.
35. Иванов, О.В. Исследование самораскачивания асинхронных двигателей в сетях с последовательными конденсаторами / О.В. Иванов и др. // - М.: Электричество. 1969. – № 3.
36. Иванов, О.В. Статическая устойчивость АД с последовательными конденсаторами/ О.В. Иванов и др. // - М.: Электротехника, 1970. - № 6.
37. Иванов-Смоленский, А.В. Электрические машины: Учебник для вузов. В 2-х т. Том 1. – М.: Издательство МЭИ, 2004.
38. Иванов-Смоленский, А.В. Электрические машины: Учебник для вузов. В 2-х т. Том 2. – М.: Издательство МЭИ, 2004.
39. Ивановский, В.Н. Нефтегазопромысловое оборудование; под общей редакцией В.Н. Ивановского / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, В.С. Каштанов, И.А. Мерициди, Н.М. Николаев и др. Учебник для ВУЗов. – М.:

«ЦентрЛитНефтеГаз» 2006. – 720 с.

40. Идельчик, В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем / под ред. В.А. Веникова. – М.: Энергия, 1977. – 192с.

41. Идельчик, В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 1989.

42. Испытание винтовых насосов с поверхностным приводом / А.Р. Брот, Б.З. Султанов, Р.М. Идиятуллин, С.Е. Матяш // Нефтяное хозяйство. – 1992. – № 7.

43. Казак, А.С. Установки глубинных винтовых насосов нового типа для добычи нефти // Нефтяное хозяйство. – 1989, – № 2, – С. 62 - 63.

44. Казак, А.С. Погружные бесштанговые насосы для добычи нефти / А.С. Казак, И.И. Росин, Л.Г. Чичеров. – М.: Недра, 1973. – 232 с.

45. Карпов, Ф.Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях. – М.: Энергия, 1975.

46. Ковач, К.П. Переходные процессы в машинах переменного тока / К.П. Ковач, И. Рац. – М. – Л.: Госэнергоиздат, 1963.

47. Козярук, А.Е. Инжиниринг электроприводов и систем автоматизации: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений / М.П. Белов, О.И. Зементов, А.Е. Козярук и др.; под ред. В.А. Новикова. Л.М. Чернигова. – М.: Издательский центр «Академия», 2006. – 368 с.

48. Конесев С.Г. Индукционные нагревательные системы для протяженных нефтепроводов / С.Г. Конесев, Р.В. Кириллов, Э.Ю. Кондратьев, М.Р. Садиков, Р.Т. Хазиева, П.А. Хлюшин // Научно-технический журнал «Нефтегазовое дело». - 2014. – №12-4. – С. 40-47.

49. Конесев С.Г. Система индукционного скважинного электронагрева / С.Г. Конесев, Э.Ю. Кондратьев, С.И. Ризванова // Сборник научных трудов I Международной (IV Всероссийской) научно-технической конференции «Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий». - 2013. - С. 183-186.

50. Коротков, Б.А. Имитационное моделирование переходных процессов в электрических системах. Учебное пособие / Б.А. Коротков, Е.Н. Попков. – Л.:

Изд-во ЛГУ, 1987. –280 с.

51. Костенко, М.П. Электрические машины. Ч. 1. / М.П. Костенко, Л.М. Пиотровский, – Л.: Энергия, 1972. – 544 с.

52. Крылов, А.В. Одновинтовые насосы. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 156 с.

53. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Учебник для студентов высших учебных заведений. 2-е изд. М.: Интермет Инжиниринг, 2006. - 672 с.

54. Кудрин, Б.И. Проблемы определения параметров электропотребления и энергосбережения на страницах журнала «Промышленная энергетика» - Промышленная энергетика. – № 8. – 1994.

55. Кулизаде, К.Н. Рациональное использование электрической энергии на нефтяных промыслах. – Баку, 1967.

56. Лысенко, В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика - М.: Недра, 1996. – 367 с.

57. Люшин, С.Ф., Репин, Н.Н. О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафина в трубах // Сб. Борьба с отложениями парафина. – М.: Недра, 1965. – 340 с.

58. Мельников, Н.А., Солдаткина, Л.А. Регулирование напряжения в электрических сетях. – М.: Энергия, 1968.

59. Мельников, Н.А. Электрические сети и системы. – М.: Энергия, 1975.

60. Меньшов, Б.Г., Ершов, М.С., Яризов, А.Д. Электрификация предприятий нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 2000.

61. Меньшов, Б.Г., Суд, И.И. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности. – М.: Недра, 1984, – 416с.

62. Мукосеев, Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. - М.: Энергия, 1973.

63. Нурбосынов, Д.Н. Методы расчетов и математическое моделирование режима напряжения и электропотребления в установившихся и переходных процессах: Монография. – СПб.: Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отделение, 1999.

64. Нурбосынов, Д.Н. Разработка математической модели процесса пуска и самозапуска цепного привода штанговой насосной установки электротехнического комплекса добывающей скважины. / Д.Н. Нурбосынов, Т.В. Табачникова, А.Р. Гарифуллина, Э.Д. Нурбосынов. – Промышленная энергетика, 2012, №10, С. 18 – 23.
65. Нурбосынов, Д.Н. Расчёт энергетических параметров режима напряжения и электропотребления отходящей линии. Учебное пособие к курсовому проектированию по дисциплине «Основы электроснабжения» и дипломному проектированию для студентов специальности 140604.65 «Электропривод и автоматика промышленных установок и технологических комплексов» / Д.Н. Нурбосынов, Т.В. Табачникова. – АГНИ. – Альметьевск, 2008. –124 с.
66. Нурбосынов, Д.Н. Сравнительный анализ энергетических эксплуатационных параметров электротехнических комплексов добывающих скважин с различными видами насосных установок / Д.Н. Нурбосынов, Т.В. Табачникова, Л.В. Швецова, Э.Д. Нурбосынов // Ежемесячный производственно-технический журнал «Промышленная энергетика». – 2013. – №4 – С.35-37.
67. Нурбосынов, Д.Н. Разработка математической модели электротехнического комплекса добычной скважины с винтовой насосной установкой / Д.Н. Нурбосынов, Т.В. Табачникова, Л.В. Швецова // Ученые записки. Том 8, 2010. – Альметьевск: АГНИ. – 2010. – С. 227-236.
68. Нурбосынов, Д.Н., Табачникова, Т.В., Гарифуллина, А.Р., Смирнова, С.И., Швецова, Л.В. Analytical and numerical method of characteristic equation roots determination in complex electric schemes // 13th International conference on electromechanics, electrotechnology electromaterials and components. ICEEE-2010. - Alushta, Crimea, Ukraine: Alushta, Crimea, Ukraine. – 2010. – С. 155-155.
69. Нурбосынов, Д.Н., Табачникова, Т.В., Швецова, Л.В. Optimization of operation mode of electric engineering complex of production well with screw pumping unit // 13th International conference on electromechanics, electrotechnology electromaterials and components. ICEEE-2010. – Alushta, Crimea, Ukraine: Alushta,

Crimea, Ukraine, 2010. – С. 110-110.

70. Нурбосынов, Д.Н. Разработка структурной схемы электротехнического комплекса добывающей скважины и компоновка схемы замещения для определения корней характеристического уравнения / Д.Н. Нурбосынов, Л.В. Швецова // Ученые записки АГНИ. Том XII. Часть 1. Альметьевск. – 2014. – С.10-21.

71. Образцов, В.С. Системы АСКУЭ разработки АББ. Промышленная энергетика. № 12. – 1995.

72. Ополева, Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. Пособие. – М.: Форум: Инфра-М, 2006. – 480 с.

73. Папков, Б.В. Повышение эффективности электропотребления на промышленных предприятиях / Б.В. Папков, Т.М. Щеголькова // Промышленная энергетика. 1995. – № 12.

74. Персиянцев, М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.

75. Полищук, Ю.М., Яценко, И.Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с.

76. Полищук, Ю.М. Высоковязкие нефти: аналитический обзор закономерностей пространственных и временных изменений их свойств / Ю.М. Полищук, И.Г. Яценко // Нефтегазовое дело. – 2006. Том 4. – №1.

77. Поляк, Б.Г. Введение в оптимизацию. – М.: Наука, 1983. – 384 с.

78. Поспелов, Г.Е. «АСУ и оптимизация режимов энергосистем» – М.: Энергия, 1977.

79. Поспелов, Г.Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г.Е. Поспелов, Н.М. Сыч; под ред. Г.Е. Поспелова. – М.: Энергоиздат, 1981. – 216с.

80. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 1987.

81. Правила технической эксплуатации электростанций и сетей, (изд. 14-е). Минэнерго СССР. – М.: Энергия, 1989.

82. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1992.
83. Праховник, А.В. Энергосберегающие режимы энергосбережения горнодобывающих предприятий / А.В. Праховник, В.П. Рогозин, В.В. Дегтярев. – М.: Недра, 1985.
84. Праховник, А.В. Комплекс технических средств информационной электроизмерительной и управляющей системы КТС ИИУС ЦТ5000 / А.В. Праховник, В.П. Каличник, С.В. Гудыменко и др. // Промышленная энергетика. – № 9. – 1990.
85. Прейскурант № 09-1. Тарифы на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую электросистемами и электростанциями. Министерства энергетики и электрификации СССР. – М.: Прейскурантиздат, 1980.
86. Рагулин, В.А. Влияние попутно добываемой воды на эффективность работы реагентов-ингибиторов парафиноотложения // ТНТО Обзор. информ. Сер. Нефтепромысловое дело. – 1996. - № 1. – С. 44-45.
87. Рюмин, Е.В. Проблемы пуска высоковольтных асинхронных электродвигателей большой единичной мощности. / Е.В. Рюмин, Л.В. Швецова, А.В. Борисов // XIII Международная молодежная научная конференция «Севергеозкотех-2012»: материалы конференции: в 6 ч.; ч 1. – Ухта: УГТУ, 2013. – С. 113-116.
88. Сидельников, Б.В. Корректировка метода опытного определения параметров асинхронных двигателей / Б.В. Сидельников, Г.С. Рогачевская. XIV Международная научно-техническая конференция. Проблемы автоматизированного электропривода. Теория и практика. Днепродержинск, 2007.
89. Сидоркин, Д.И. Совершенствование методов расчета штангового привода винтовой насосной установки: дис. канд. тех. наук : 05.02.13 / Сидоркин Дмитрий Иванович. – Уфа, 2006. – 129 с.
90. Солдаткина Л.А. Электрические сети и системы. – М.: Энергия, 1978.
91. Строев В.А., Шульженко С.В. Математическое моделирование элементов электрических систем / Курс лекций. – М.: Издательство МЭИ, 2002 – 56 с.

92. Справочник по электропотреблению в промышленности / Под редакцией Г.П. Минина, Ю.В. Копылова. – М.: Энергоиздат, 1981.
93. Статические компенсаторы для регулирования реактивной мощности. Под. ред. Р.М. Матура. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
94. Сыромятников, И.А. Режимы работы асинхронных электродвигателей, ГЭИ, 1955. 65 с.
95. Сыромятников, И.А. Режимы работы асинхронных и синхронных двигателей / Под ред. Л.Г. Мамиконянца. – 4-ое изд. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 240 с.
96. Табачникова, Т.В. Оптимизация режимов работы электротехнического комплекса предприятий нефтегазодобывающей промышленности: дис. канд. тех. наук : 05.09.03 / Табачникова Татьяна Владимировна. – Санкт-Петербург, 2006.
97. Табачникова, Т.В. Метод расчета установившегося режима напряжения электротехнического комплекса нефтегазодобывающего предприятия / Т.В. Табачникова, А.Р. Гарифуллина, С.И. Смирнова, Л.В. Швецова, А.Д. Махт // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2011. – № 9-10 – С. 60-68.
98. Табачникова, Т.В. Разработка математической модели электротехнического комплекса винтовой насосной установки с поверхностным приводом. / Т.В. Табачникова, Л.В. Швецова // VII Международная молодежная научная конференция «Тинчуринские чтения», том 3, Казань. – 2012 г. – С.135-136.
99. Табачникова, Т.В. Анализ результатов энергетических показателей практической эксплуатации винтовой насосной установки с поверхностным приводом / Т.В. Табачникова, Л.В. Швецова, Э.Д. Нурбосынов // Ученые записки АГНИ. Том X. Часть 1. Альметьевск. – 2012. – С.219-223.
100. Табачникова, Т.В. Повышение энергетических показателей винтовой насосной установки с поверхностным приводом при добыче высоковязкой нефти / Т.В. Табачникова, Л.В. Швецова, Э.Д. Нурбосынов // Материалы научной сессии ученых. АГНИ. Альметьевск. – 2012. – С.195-197.

101. Табачникова, Т.В. Снижение энергетических затрат в электротехническом комплексе добывающей скважины / Т.В. Табачникова, Л.В. Швецова, Э.Д. Нурбосынов // Труды IX международной научно-практической конференции «Ашировские чтения», Том I. Самарский государственный технический университет, Самара. – 2012. – С. 108-112.
102. Табачникова, Т.В. Снижение потерь электрической энергии в технологии добычи нефти при эксплуатации винтовой насосной установки. / Т.В. Табачникова, Л.В. Швецова // Международный научно-исследовательский журнал. Сборник по результатам XVII заочной научной конференции Research Journal of International Studies. №7(14). Часть 2. Екатеринбург. – 2013. – С.113-115.
103. Табачникова, Т.В. Минимизация потерь электрической энергии в электротехническом комплексе добывающей скважины с винтовой насосной установкой / Табачникова, Л.В. Швецова, А.В. Махт // Сборник научных трудов международной научно-практической конференции «Экология и нефтегазовый комплекс» г. Атырау Республика Казахстан. – 2013. – С. 488-491.
104. Таджибаев, А.И. Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Выпуск 32 / СПб.: ПЭИпк, 2009. – 249 с.
105. Тронов, В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1970. – 192 с.
106. Указания по проектированию компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий. - Инструктивные материалы Главэнергонадзора Минэнерго СССР. 3-е изд., переработанное и дополненное М.: Энергоатомиздат, 1986.
107. Устройства автоматического регулирования трансформаторов под нагрузкой типа АРТ-1Н (Техническое описание). – Рига, 1981.
108. Федоров, А.А., Каменева, В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп.. – М.: Энергоатомиздат, 1984.- 472 с.
109. Хронусов, Г.С., Исрапилов, Р.Б., Ручьев, Н.В. и др. «Краткосрочное

прогнозирование расхода электроэнергии и заявляемой мощности промышленных предприятий» - Свердловск: Комитет по промышленной энергетике и топливо использованию Свердловского областного совета НТО, 1984.

110. Чаронов, В.Я., Абрамович, Б.Н., Иванов, О.В., Нурбосынов, Д.Н., Макурова, Л.В., Логинов, А.С. Экспериментальное исследование режимов работы установок с электроцентробежными насосами для нефтедобычи и местными устройствами продольной и поперечной компенсации // Деп. №1103нг-84. –М.: ВНИИОЭГ, 1984.

111. Чаронов, В.Я. Энергетические показатели режимов работы электрооборудования УЭЦН и способы их улучшения / В.Я. Чаронов, Б.Н. Абрамович, О.В. Иванов, Д.Н. Нурбосынов // Нефтяное хозяйство. – 1985. – № 3. – С.43-46.

112. Чаронов, В.Я. Устройство для защиты установок продольной емкостной компенсации (УПК) от перенапряжений и субгармонических колебаний / В.Я. Чаронов, Б.Н. Абрамович, Д.Н. Нурбосынов и др. // Серия «Машины и нефтяное оборудование». – 1985. – № 5.

113. Чаронов, В.Я., Евсеев, А.Н., Абрамович, Б.Н., Логинов, А.С., Нурбосынов, Д.Н. Эффективность автоматического регулирования режима напряжения в центрах питания промышленных предприятий. //Научно-технический информационный сборник. Нефтяная промышленность СССР, 10 выпуск, 1990г.

114. Чернышев, А. Ю. Электропривод переменного тока: учебное пособие /А.Ю. Чернышев, И. А. Чернышев, Ю. Н. Дементьев.– Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 57 с.

115. Швецкова, Л.В. Обоснование темы исследования и постановка задач по снижению потерь электрической энергии в технологии добычи нефти // Ученые записки АГНИ. Том XI. Часть 1. Альметьевск, 2013 г. С.243-246.

116. Швецкова, Л.В. Постановка задач по снижению потерь электрической энергии в технологии добычи нефти // Материалы региональной научно-

практической конференции «Научная сессия ученых. Часть I. АГНИ». Альметьевск. – 2013. –С.256-258.

117. Швецкова, Л.В. Определение корней характеристического уравнения для исследования самозапуска электропривода добывающей скважины // Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство. Ч. 2. Материалы всероссийской научно-практической конференции. Альметьевск, АГНИ. – 2014. – С. 12-15.

118. Швецкова, Л.В. Оптимизация электромагнитного момента пуска и самозапуска электропривода добывающей скважины при добыче вязкой и высоковязкой нефти / Д.Н. Нурбосынов, Т.В. Табачникова // Ежемесячный производственно - технический журнал «Промышленная энергетика». – 2015. – №10. – С. 25-29.

119. Электротехника: Учебное пособие для вузов. – В 3-х книгах. Книга I. Теория электрических и магнитных цепей. Электрические измерения/ Под ред. П.А. Бутырина, Р.Х. Гафиятуллина, А.Л. Шестакова. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2003. – 505 с.

120. Экономические характеристики конденсаторов при отклонениях частоты и напряжения // Промышленная энергетика. – 1980. - № 10.

121. Электротехнический справочник. М.: Энергоатомиздат, 1986.

122. Электротехнический справочник. Производство и распределение электроэнергии. Под редакцией Орлова И.Н. - М.: Энергоатомиздат, 1988.

123. Справочник по проектированию электроснабжения. Под ред. Барыбина Ю.Г., Федорова Л.Е., Зименкова М.Г., Смирнова А.Г. – Москва, Энергоатомиздат, 1990.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Результаты математического моделирования - энергетические параметры ЭКДС без учета и с учетом индивидуальной компенсирующей установки

U <sub>н.л.</sub>	U <sub>с.н.л.</sub>	U <sub>н.д.</sub>	KPD <sub>1</sub>	KPD <sub>с1</sub>	P <sub>2,о.е.</sub>	P <sub>1,о.е.</sub>	P <sub>с1,о.е.</sub>	Q <sub>1,о.е.</sub>	Q <sub>1с,о.е.</sub>	S <sub>1,о.е.</sub>	S <sub>1с,о.е.</sub>	ΔU, о.е.	ΔU <sub>с1,о.е.</sub>	ΔP, о.е.	ΔP <sub>с1,о.е.</sub>	cosφ	cosφ <sub>с</sub>	ΔP <sub>л.о.е.</sub>	ΔP <sub>л.с.о.е.</sub>
0,875411	0,870937	0,85	0,893825	0,900975	0,304401	0,340560	0,337857	0,340388	0,203211	0,481502	0,394261	0,025411	0,020937	0,036159	0,033456	0,707285	0,856936	5,32851E-05	2,64834E-05
0,885052	0,880641	0,86	0,893736	0,900886	0,303596	0,339693	0,336997	0,339518	0,202693	0,480275	0,393258	0,025052	0,020641	0,036097	0,033401	0,707289	0,856938	5,17881E-05	2,57395E-05
0,894768	0,890407	0,87	0,893787	0,900937	0,303670	0,339756	0,337060	0,339581	0,202730	0,480364	0,393330	0,024768	0,020407	0,036087	0,033390	0,707290	0,856939	5,06231E-05	2,51603E-05
0,904492	0,900180	0,88	0,893823	0,900974	0,303746	0,339828	0,337131	0,339651	0,202772	0,480464	0,393413	0,024492	0,020180	0,036082	0,033385	0,707290	0,856939	4,94998E-05	2,46023E-05
0,914222	0,909958	0,89	0,893845	0,900996	0,303825	0,339907	0,337210	0,339730	0,202819	0,480576	0,393505	0,024222	0,019958	0,036083	0,033385	0,707291	0,856940	4,84163E-05	2,40637E-05
0,923959	0,919741	0,90	0,893854	0,901005	0,303905	0,339995	0,337296	0,339816	0,202870	0,480699	0,393605	0,023959	0,019741	0,036089	0,033391	0,707292	0,856940	4,73703E-05	2,35440E-05
0,933703	0,929529	0,91	0,893850	0,901000	0,303988	0,340089	0,337390	0,339910	0,202926	0,480832	0,393714	0,023703	0,019529	0,036101	0,033401	0,707293	0,856941	4,63608E-05	2,30422E-05
0,943452	0,939323	0,92	0,893833	0,900984	0,304074	0,340191	0,337491	0,340011	0,202987	0,480975	0,393832	0,023452	0,019323	0,036117	0,033417	0,707293	0,856941	4,53854E-05	2,25574E-05
0,953207	0,949121	0,93	0,893805	0,900955	0,304161	0,340299	0,337598	0,340119	0,203051	0,481128	0,393957	0,023207	0,019121	0,036138	0,033437	0,707294	0,856941	4,44428E-05	2,20889E-05
0,962968	0,958924	0,94	0,893765	0,900915	0,304250	0,340414	0,337712	0,340233	0,203119	0,481290	0,394090	0,022968	0,018924	0,036164	0,033462	0,707295	0,856942	4,35313E-05	2,16360E-05
0,972734	0,968732	0,95	0,893715	0,900864	0,304341	0,340535	0,337832	0,340353	0,203191	0,481460	0,394230	0,022734	0,018732	0,036194	0,033491	0,707295	0,856942	4,26501E-05	2,11980E-05
0,982506	0,978543	0,96	0,893654	0,900803	0,304434	0,340662	0,337958	0,340479	0,203266	0,481639	0,394376	0,022506	0,018543	0,036228	0,033524	0,707296	0,856943	4,17973E-05	2,07741E-05
0,992283	0,988359	0,97	0,893583	0,900732	0,304528	0,340794	0,338090	0,340611	0,203345	0,481827	0,394530	0,022283	0,018359	0,036266	0,033561	0,707296	0,856943	4,09718E-05	2,03663E-05
1,002064	0,998179	0,98	0,893504	0,900652	0,304624	0,340933	0,338227	0,340749	0,203427	0,482022	0,394690	0,022064	0,018179	0,036308	0,033602	0,707297	0,856943	4,01724E-05	1,99663E-05
1,011850	1,008003	0,99	0,893415	0,900562	0,304722	0,341076	0,338369	0,340892	0,203513	0,482224	0,394856	0,021850	0,018003	0,036354	0,033647	0,707298	0,856944	3,93980E-05	1,95817E-05
1,021641	1,017831	1,00	0,893317	0,900464	0,304822	0,341225	0,338517	0,341040	0,203601	0,482434	0,395028	0,021641	0,017831	0,036403	0,033695	0,707298	0,856944	3,86476E-05	1,92087E-05
1,031437	1,027662	1,01	0,893211	0,900357	0,304923	0,341378	0,338669	0,341193	0,203692	0,482651	0,395205	0,021437	0,017662	0,036455	0,033746	0,707299	0,856944	3,79202E-05	1,88477E-05
1,041236	1,037497	1,02	0,893097	0,900242	0,305026	0,341537	0,338826	0,341351	0,203787	0,482874	0,395388	0,021236	0,017497	0,036511	0,033801	0,707299	0,856945	3,72147E-05	1,84966E-05
1,051040	1,047336	1,03	0,892976	0,900120	0,305130	0,341700	0,338988	0,341513	0,203883	0,483105	0,395577	0,021040	0,017336	0,036570	0,033858	0,707299	0,856945	3,65304E-05	1,81564E-05
1,060848	1,057177	1,04	0,892847	0,899990	0,305235	0,341867	0,339154	0,341680	0,203983	0,483341	0,395771	0,020848	0,017177	0,036632	0,033919	0,707300	0,856945	3,58663E-05	1,78264E-05
1,070660	1,067022	1,05	0,892711	0,899853	0,305342	0,342039	0,339324	0,341851	0,204085	0,483583	0,395969	0,020660	0,017022	0,036697	0,033982	0,707300	0,856946	3,52221E-05	1,75060E-05
1,080476	1,076870	1,06	0,892569	0,899709	0,305450	0,342214	0,339498	0,342027	0,204190	0,483831	0,396172	0,020476	0,016870	0,036764	0,034048	0,707301	0,856946	3,45958E-05	1,71949E-05
1,090295	1,086722	1,07	0,892420	0,899559	0,305559	0,342394	0,339677	0,342206	0,204297	0,484085	0,396380	0,020295	0,016722	0,036835	0,034117	0,707301	0,856946	3,39878E-05	1,68927E-05
1,100118	1,096576	1,08	0,892265	0,899403	0,305670	0,342578	0,339859	0,342389	0,204406	0,484344	0,396593	0,020118	0,016576	0,036908	0,034189	0,707302	0,856946	3,33970E-05	1,65991E-05
1,109944	1,106432	1,09	0,892103	0,899240	0,305782	0,342765	0,340045	0,342376	0,204518	0,484609	0,396809	0,019944	0,016432	0,036983	0,034263	0,707302	0,856947	3,28229E-05	1,63138E-05
1,119774	1,116292	1,10	0,891936	0,899072	0,305895	0,342956	0,340234	0,342366	0,204631	0,484879	0,397030	0,019774	0,016292	0,037061	0,034339	0,707302	0,856947	3,22647E-05	1,60363E-05

Таблица А.2 – Математическая модель ожидаемого годового экономического эффекта режима работы ЭКДС

Математическая модель годового ожидаемого экономического эффекта ЭКДС							
Существующий вариант I				Предлагаемый вариант II			
$\Sigma P1, [кВт]$	$\Sigma Q1, [квар]$	$\Sigma S1, [кВ \cdot А]$	$S6 = \Sigma Sн$	$\Sigma P11, [кВт]$	$\Sigma Q1c, [квар]$	$\Sigma S1c, [кВ \cdot А]$	
0,3416996	0,341513	0,483105		0,338090	0,203345	0,394530	
<b>3,164</b>	<b>3,162</b>	<b>4,473</b>		<b>3,130</b>	<b>1,883</b>	<b>3,653</b>	
$m1, [руб./кВт]$	$0,008 \cdot m2, [руб./квар \cdot ч]$		$m2, [руб./кВт \cdot ч]$				
0	0		2,2				
$Kф$	$T$	$M$		$\Sigma r = 31 \cdot 32 = [K1 \cdot \Sigma E + C\alpha 1] - [K2 \cdot \Sigma E + C\alpha 11]$ ,		$\Sigma E = (Eн + Eам + Eт.р.)$	
0,955	8760	12		где: $K1 = 0,$	$K2 = \Delta Qc \cdot Gc = 670$	рублей.	
$C\alpha = M \cdot \Sigma P1 \cdot m1 + Kф \cdot T \cdot \Sigma S1 \cdot m2;$				$C\alpha = M \cdot \Sigma P11 \cdot m1 + Kф \cdot T \cdot \Sigma S1c \cdot m2;$			
$C\alpha 1 =$	82328	руб.		$C\alpha 11 =$	67234	руб.	
					0	0	
					82328	67234	
<b>Ожидаемый годовой экономический эффект.</b>					0	0	
				$K2 \cdot (Eн + Eам + Eт.р.) = 235$	руб.	82328	67233,5776
$\Sigma r = C\alpha 1 - [K2 \cdot E + C\alpha 11] =$				<b>14860</b>	руб.		<b>14860</b> руб.
				При напряжении в начале линии Ун.л. без индивидуальных УПЕК			
				<b>1,0510</b>			
				При напряжении в начале линии Ун.л.с использованием УПЕК			
				<b>0,9884</b>			
				<b>Ток = 0,04 года</b>			
				<b>Ток = 0,53 мес.</b>			

Таблица А.3 – Результаты математического моделирования - энергетические параметры ЭКОЛ в относительных единицах (о.е.) без учета индивидуальных компенсирующих установок

Основные параметры математического моделирования в относительных единицах (о.е.).									
Укон.л.	Унач.л.	$\Sigma P$	$\Sigma Q$	$\Sigma S$	$\Sigma \Delta U$	$\Sigma \Delta P$	$\Sigma \Delta Q$	$tg\phi$	$cos\phi$
0,8	0,838	0,365737	0,272782	0,456260	0,03804	0,009011	0,010013	0,74584152	0,801597
0,85	0,886	0,365598	0,273519	0,456590	0,03597	0,008040	0,008957	0,74814034	0,800714
0,9	0,934	0,365620	0,274471	0,457178	0,03413	0,007220	0,008066	0,75070068	0,799731
0,91	0,944	0,365640	0,274684	0,457323	0,03379	0,007072	0,007905	0,75124124	0,799523
0,925	0,958	0,365681	0,275017	0,457555	0,03329	0,006858	0,007672	0,75206882	0,799206
0,935	0,968	0,365714	0,275247	0,457720	0,03296	0,006721	0,007524	0,75263143	0,79899
0,94	0,973	0,365732	0,275365	0,457805	0,03280	0,006654	0,007451	0,75291592	0,79888
0,95	0,982	0,365771	0,275605	0,457981	0,03249	0,006523	0,007309	0,75349118	0,79866
0,951	0,983	0,365775	0,275630	0,457999	0,03246	0,006510	0,007295	0,75354916	0,798637
0,952	0,984	0,365780	0,275654	0,458017	0,03242	0,006498	0,007281	0,75360723	0,798615
0,953	0,985	0,365784	0,275679	0,458035	0,03239	0,006485	0,007267	0,75366537	0,798593
0,955	0,987	0,365792	0,275728	0,458072	0,03233	0,006459	0,007239	0,7537819	0,798548
0,96	0,992	0,365815	0,275852	0,458164	0,03218	0,006396	0,007171	0,75407466	0,798436
0,962	0,994	0,365824	0,275902	0,458202	0,03212	0,006371	0,007144	0,75419232	0,798391
0,964	0,996	0,365834	0,275952	0,458240	0,03206	0,006347	0,007117	0,75431031	0,798345
0,966	0,998	0,365843	0,276002	0,458278	0,03200	0,006322	0,007090	0,75442862	0,7983
0,968	1,000	0,365853	0,276053	0,458316	0,03194	0,006298	0,007063	0,75454724	0,798254
0,97	1,002	0,365863	0,276104	0,458355	0,03188	0,006273	0,007037	0,75466618	0,798209
0,98	1,012	0,365914	0,276363	0,458552	0,03158	0,006154	0,006907	0,75526559	0,797979
0,99	1,021	0,365970	0,276627	0,458755	0,03129	0,006038	0,006781	0,75587274	0,797746
1	1,031	0,366029	0,276897	0,458965	0,03101	0,005925	0,006658	0,75648748	0,79751
1,05	1,055	0,366193	0,277595	0,459517	0,03032	0,005657	0,006367	0,75805664	0,796908
1,1	1,128	0,366798	0,279876	0,461379	0,02845	0,004958	0,005607	0,76302456	0,795002

Таблица А.4 – Результаты математического моделирования - энергетические параметры ЭКОЛ в относительных единицах (о.е.) с учетом индивидуальных компенсирующих установок

Укон.л.	Ус.нач.л.	$\Sigma P_c$ .	$\Sigma Q_c$ .	$\Sigma S_c$ .	$\Sigma \Delta U_c$ .	$\Sigma \Delta P_c$ .	$\Sigma \Delta Q_c$ .	$\text{tg}\varphi_c$	$\cos\varphi_c$
0,8	0,831	0,357558	0,120094	0,377188	0,030703	0,008851	0,007212	0,33587392	0,947958
0,85	0,879	0,357434	0,120086	0,377067	0,029003	0,007890	0,006433	0,3359672	0,947932
0,9	0,927	0,357466	0,120222	0,377141	0,027492	0,007081	0,005777	0,33631821	0,947831
0,91	0,937	0,357488	0,120265	0,377176	0,027209	0,006934	0,005658	0,33641547	0,947803
0,925	0,952	0,357531	0,120337	0,377239	0,026797	0,006723	0,005487	0,33657688	0,947757
0,935	0,962	0,357565	0,120390	0,377288	0,026530	0,006588	0,005377	0,33669445	0,947723
0,94	0,966	0,357583	0,120418	0,377315	0,026398	0,006522	0,005323	0,33675613	0,947706
0,95	0,976	0,357624	0,120478	0,377372	0,026139	0,006393	0,005219	0,33688512	0,947669
0,951	0,977	0,357628	0,120484	0,377378	0,026114	0,006380	0,005209	0,33689843	0,947665
0,952	0,978	0,357633	0,120491	0,377384	0,026088	0,006368	0,005198	0,33691181	0,947661
0,953	0,979	0,357637	0,120497	0,377391	0,026063	0,006355	0,005188	0,33692526	0,947657
0,955	0,981	0,357646	0,120510	0,377403	0,026012	0,006330	0,005168	0,33695238	0,947649
0,96	0,986	0,357669	0,120542	0,377435	0,025886	0,006268	0,005117	0,33702144	0,94763
0,962	0,988	0,357678	0,120555	0,377448	0,025836	0,006243	0,005097	0,33704957	0,947622
0,964	0,990	0,357688	0,120569	0,377462	0,025786	0,006219	0,005078	0,33707797	0,947613
0,966	0,992	0,357697	0,120582	0,377475	0,025736	0,006195	0,005058	0,33710666	0,947605
0,968	0,994	0,357707	0,120596	0,377489	0,025687	0,006170	0,005038	0,33713562	0,947597
0,97	1,001	0,357743	0,120645	0,377538	0,025515	0,006087	0,004971	0,33723918	0,947567
0,98	1,005	0,357770	0,120681	0,377575	0,025394	0,006029	0,004923	0,33731519	0,947545
0,99	1,015	0,357826	0,120756	0,377652	0,025156	0,005914	0,004831	0,3374722	0,9475
1	1,025	0,357885	0,120835	0,377734	0,024923	0,005803	0,004741	0,33763572	0,947453
1,05	1,074	0,358233	0,121278	0,378205	0,023822	0,005294	0,004328	0,33854483	0,947192
1,1	1,123	0,358652	0,121796	0,378769	0,022822	0,004851	0,003969	0,33959255	0,94689

Таблица А.5 – Математическая модель ожидаемого годового экономического эффекта режима работы ЭКОЛ

Математическая модель годового ожидаемого экономического эффекта.					
Существующий вариант I			Предлагаемый вариант II		
$\Sigma P_{11}$ , [кВт]	$\Sigma Q_{11}$ , [квар]	$\Sigma S_{11}$ , [кВ·А]	$\Sigma P_{11}$ , [кВт]	$\Sigma Q_{11}$ , [квар]	$\Sigma S_{11}$ , [кВ·А]
0,365853	0,276053	0,458316	0,357646	0,120510	0,377403
399	301	500	390	131	412
$m_1$ , [руб./кВт]			$m_2$ , [руб./кВт·ч]		
0			2,2		
$K_\phi$	T	M	$\Delta r = 3r - 3r_2 = [K_1 \cdot E_n + C_1] - [K_2 \cdot E_n + C_2]$		
0,955	8760	12	где: $K_1 = 0$ , $K_2 = \Delta Q_c \cdot G_c = 151200$ рублей.		
$C_1 = M \cdot \Sigma P_{11} \cdot m_1 + K_\phi \cdot T \cdot \Sigma S_{11} \cdot m_2$			$C_2 = M \cdot \Sigma P_{11} \cdot m_1 + K_\phi \cdot T \cdot \Sigma S_{11} \cdot m_2$		
$C_{91} = 9203122$ руб.			$C_{911} = 7578364$ руб.		
<b>Ожидаемый годовый экономический эффект.</b>			$K_2 \cdot E_n = 22680$ руб.		
$\Delta r = C_{91} - [K_2 \cdot E_n + C_{911}] = 1602078$ руб.					
При напряжении в начале линии Ун.л. без индивидуальных УПЕК					
1,000					
При напряжении в начале линии Ун.л. с использованием УПЕК					
0,981					
срок окупаемости = 0,09 года					
1,1 месяцев					

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 – Результаты математического моделирования процесса осаждения АСПО на внутренней стенке НКТ

$d_1$	$\Delta d$	$V_{\text{злб}}$	$t_{\text{злб}}$	$Q$	$M_{\text{злб}}$	$P_{\text{злб}}$	$d_1$	$\delta$	$V_{\text{эл.шляк.злб}}$	$V_{\text{эл.шляк.злб}}$	$V_{\text{эл.шляк.злб}}$	$2\pi r_1/60$	$Q_{\text{шляк.злб}}$	$Q_{\text{шляк.злб}}$	$Q_{\text{шляк.злб}}$	$M_{\text{шляк}}$	$M_{\text{шляк}}$	$M_{\text{шляк}}$	$\Delta M$	$\Delta P$	$\Delta P_{\text{ру}}$	$\Delta M$	$\Delta Q$
м	м	м <sup>3</sup>	с	м <sup>3</sup> /с	Н·м	Вт	м	м	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	м <sup>3</sup>	рад./сек	м <sup>3</sup> /с	м <sup>3</sup> /с	м <sup>3</sup> /с	Н·м	Н·м	Н·м	Н·м	Вт	Па	о.е.	о.е.
0,059	0,000	2,117	15245	0,00014	33,69	4275	0,059	0,0000	2,117	2,117	2,117	15,7	0,00014	0,000139	0,000000	33,686	33,686	33,686	0,000	0,000	0	0,0000	0,0000
0,059	0,001	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0005	2,117	2,079	2,079	15,7	0,00014	0,000136	0,000003	33,686	33,082	33,082	0,604	9,495	3240067	0,0058	0,0183
0,059	0,002	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0010	2,117	2,042	2,042	15,7	0,00014	0,000134	0,000005	33,686	32,484	32,484	1,202	18,882	3175488	0,0116	0,0370
0,059	0,003	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0015	2,117	2,005	2,005	15,7	0,00014	0,000131	0,000008	33,686	31,893	31,893	1,793	28,162	3111651	0,0173	0,0562
0,059	0,007	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0035	2,117	1,860	1,860	15,7	0,00014	0,000122	0,000019	33,686	29,599	29,599	4,087	64,200	2863726	0,0395	0,1381
0,059	0,008	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0040	2,117	1,826	1,826	15,7	0,00014	0,000120	0,000022	33,686	29,043	29,043	4,643	72,940	2803601	0,0449	0,1599
0,059	0,009	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0045	2,117	1,791	1,791	15,7	0,00014	0,000117	0,000025	33,686	28,493	28,493	5,193	81,571	2744218	0,0502	0,1822
0,059	0,010	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0050	2,117	1,757	1,757	15,7	0,00014	0,000115	0,000029	33,686	27,951	27,951	5,735	90,095	2685577	0,0554	0,2052
0,059	0,011	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0055	2,117	1,723	1,723	15,7	0,00014	0,000113	0,000032	33,686	27,415	27,415	6,271	98,512	2627679	0,0606	0,2288
0,059	0,012	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0060	2,117	1,690	1,690	15,7	0,00014	0,000111	0,000035	33,686	26,886	26,886	6,800	106,820	2570522	0,0657	0,2529
0,059	0,013	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0065	2,117	1,657	1,657	15,7	0,00014	0,000109	0,000039	33,686	26,364	26,364	7,322	115,020	2514108	0,0708	0,2777
0,059	0,023	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0115	2,117	1,353	1,353	15,7	0,00014	0,000089	0,000079	33,686	21,521	21,521	12,165	191,089	1990795	0,1176	0,5652
0,059	0,024	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0120	2,117	1,325	1,325	15,7	0,00014	0,000087	0,000083	33,686	21,075	21,075	12,611	198,102	1942546	0,1219	0,5984
0,059	0,025	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0125	2,117	1,297	1,297	15,7	0,00014	0,000085	0,000088	33,686	20,635	20,635	13,051	205,008	1895039	0,1261	0,6325
0,059	0,026	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0130	2,117	1,270	1,270	15,7	0,00014	0,000083	0,000093	33,686	20,202	20,202	13,484	211,805	1848275	0,1303	0,6674
0,059	0,027	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0135	2,117	1,243	1,243	15,7	0,00014	0,000082	0,000098	33,686	19,777	19,777	13,909	218,495	1802253	0,1344	0,7033
0,059	0,028	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0140	2,117	1,217	1,217	15,7	0,00014	0,000080	0,000103	33,686	19,358	19,358	14,328	225,077	1756973	0,1385	0,7402
0,059	0,029	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0145	2,117	1,191	1,191	15,7	0,00014	0,000078	0,000108	33,686	18,945	18,945	14,741	231,551	1712436	0,1425	0,7780
0,059	0,030	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0150	2,117	1,165	1,165	15,7	0,00014	0,000076	0,000113	33,686	18,540	18,540	15,146	237,917	1668641	0,1464	0,8169
0,059	0,031	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0155	2,117	1,140	1,140	15,7	0,00014	0,000075	0,000119	33,686	18,142	18,142	15,544	244,175	1625588	0,1502	0,8568
0,059	0,032	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0160	2,117	1,116	1,116	15,7	0,00014	0,000073	0,000125	33,686	17,750	17,750	15,936	250,325	1583278	0,1540	0,8978
0,059	0,033	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0165	2,117	1,092	1,092	15,7	0,00014	0,000072	0,000131	33,686	17,366	17,366	16,320	256,367	1541710	0,1577	0,9398
0,059	0,034	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0170	2,117	1,068	1,068	15,7	0,00014	0,000070	0,000137	33,686	16,988	16,988	16,698	262,302	1500884	0,1614	0,9829
0,059	0,035	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0175	2,117	1,044	1,044	15,7	0,00014	0,000069	0,000143	33,686	16,617	16,617	17,069	268,128	1460800	0,1650	1,0272
0,059	0,036	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0180	2,117	1,022	1,022	15,7	0,00014	0,000067	0,000149	33,686	16,253	16,253	17,433	273,847	1421459	0,1685	1,0726
0,059	0,037	2,117	15245	0,00014	50,53	4275	0,059	0,0185	2,117	0,999	0,999	15,7	0,00014	0,000066	0,000155	33,686	15,896	15,896	17,790	279,458	1382860	0,1719	1,1192

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

Приложение В.1 – Решение системы алгебраических и дифференциальных уравнений 4.1...4.10

В уравнения тока статора (4.8) и напряжения асинхронной машины подставим выраженные значения токов статора (4.9) и ротора (4.10) через потокосцепления:

$$\begin{aligned} \frac{\Psi_1 - \Psi_2 k_2}{L'_1} &= i_0 - \frac{di_{ch}}{dt} - C \frac{du_c}{dt}, \text{ тогда} & i_0 &= \frac{1}{L'_1} \Psi_1 - \frac{k_2}{L'_1} \Psi_2 + \frac{di_{ch}}{dt} + C \frac{du_c}{dt}; \\ u_{bc} &= \frac{\Psi_1 - \Psi_2 k_2}{L'_1} \cdot R_1 + \frac{d\Psi_1}{dt}; & u_{bc} &= \frac{R_1}{L'_1} \Psi_1 - k_2 \frac{R_1}{L'_1} \Psi_2 + \frac{d\Psi_1}{dt}; \\ 0 &= \frac{\Psi_2 - \Psi_1 k_1}{L'_2} \cdot R_2 + \frac{d\Psi_2}{dt}; & 0 &= \frac{R_2}{L'_2} \Psi_2 - k_1 \frac{R_2}{L'_2} \Psi_1 + \frac{d\Psi_2}{dt}. \end{aligned}$$

В уравнениях АД два первых слагаемых умножим и разделим на круговую частоту сети  $\omega_0$ :

$$\begin{aligned} u_{bc} &= \frac{\omega_0}{\omega_0} \frac{R_1}{L'_1} \Psi_1 - \frac{\omega_0}{\omega_0} k_2 \frac{R_1}{L'_1} \Psi_2 + \frac{d\Psi_1}{dt} = \omega_0 s_{k1} \Psi_1 - \omega_0 s_{k1} k_2 \Psi_2 + \frac{d\Psi_1}{dt}; \\ 0 &= \frac{\omega_0}{\omega_0} \frac{R_2}{L'_2} \Psi_2 - \frac{\omega_0}{\omega_0} k_1 \frac{R_2}{L'_2} \Psi_1 + \frac{d\Psi_2}{dt} = \omega_0 s_{k2} \Psi_2 - \omega_0 s_{k2} k_1 \Psi_1 + \frac{d\Psi_2}{dt}, \end{aligned}$$

где  $s_{k1} = \frac{R_1}{\omega_0 L'_1}$  - критическое скольжение статора при максимальном моменте;

$s_{k2} = \frac{R_2}{\omega_0 L'_2}$  - критическое скольжение ротора при максимальном моменте;

$$\omega_0 = 2\pi f = 314,16.$$

Тогда исходная система дифференциальных уравнений представится в следующем виде:

$$u_0 = i_0 \Sigma R + \Sigma L \frac{di_0}{dt} + L_{l2} \frac{di_{ch}}{dt} + i_{ch} \cdot \Sigma R_{ch}; \quad (1)$$

$$i_0 = i_{ch} + i_{ab}; \quad (2)$$

$$\frac{di_0}{dt} = \frac{di_{ch}}{dt} + \frac{di_{ab}}{dt}; \quad (3)$$

$$u_{ad} = u_0 - i_0 \cdot \Sigma R - \Sigma L \frac{di_0}{dt}; \quad (4)$$

$$u_{ab} = i_{ab} \cdot R_{l1} + L_{l1} \frac{di_{ab}}{dt}; \quad (5)$$

$$u_c = u_{bc} = u_{ad} - u_{ab}; \quad (6)$$

$$i_c = C \frac{du_c}{dt}; \quad (7)$$

$$i_0 = \frac{1}{L'_1} \Psi_1 - \frac{k_2}{L'_1} \Psi_2 + \frac{di_{ch}}{dt} + C \frac{du_c}{dt}; \quad (8)$$

$$u_{bc} = \omega_0 s_{k1} \Psi_1 - \omega_0 s_{k1} k_2 \Psi_2 + \frac{d\Psi_1}{dt}; \quad (9)$$

$$0 = \omega_0 s_{k2} \psi_2 - \omega_0 s_{k2} \psi_1 k_1 + \frac{d\psi_2}{dt}, \quad (10)$$

$i(t)_0 = I_m \sin(\omega_0 t + \psi_i)$  - мгновенное значение тока на входе ЭКДС;

$i(t)_{CH} = I_{m.CH} \sin(\omega_0 t + \psi_i)$  - мгновенное значение тока скважинного нагревателя;

$u(t)_0 = U_m \sin(\omega_0 t + \psi_u)$  - мгновенное значение напряжения на входе ЭКДС;

$u(t)_c = U_m \sin(\omega_0 t + \psi_u)$  - мгновенное значение напряжения на зажимах УПЕК.

Продифференцируем мгновенные значения тока и напряжений:

$$\begin{aligned} \frac{d}{dt} i(t)_0 &= \frac{d}{dt} (I_m \sin(\omega_0 t + \psi_i)) = \frac{d}{dt} \vec{I}_0 + j\omega_0 \vec{I}_0; \\ \frac{d}{dt} i(t)_{CH} &= \frac{d}{dt} (I_{m.CH} \sin(\omega_0 t + \psi_i)) = \frac{d}{dt} \vec{I}_{CH} + j\omega_0 \vec{I}_{CH}; \\ \frac{d}{dt} u(t)_0 &= \frac{d}{dt} (U_m \sin(\omega_0 t + \psi_u)) = \frac{d}{dt} \vec{U}_0 + j\omega_0 \vec{U}_0; \\ \frac{d}{dt} u(t)_c &= \frac{d}{dt} (U_m \sin(\omega_0 t + \psi_u)) = \frac{d}{dt} \vec{U}_c + j\omega_0 \vec{U}_c. \end{aligned}$$

Полученные мгновенные значения тока и напряжений подставим в исходную систему уравнений. И представим их в комплексной форме:

$$\vec{U}_0 = \vec{I}_0 \Sigma R + \Sigma L \left( \frac{d}{dt} \vec{I}_0 + j\omega_0 \vec{I}_0 \right) + L_{l2} \left( \frac{d}{dt} \vec{I}_{CH} + j\omega_0 \vec{I}_{CH} \right) + \vec{I}_{CH} \cdot \Sigma R_{CH}; \quad (11)$$

$$\vec{I}_0 + j\vec{I}_0 = \vec{I}_{CH} + j\vec{I}_{CH} + \vec{I}_{ab} + j\vec{I}_{ab}; \quad (12)$$

$$\frac{d}{dt} \vec{I}_0 + j\omega_0 \vec{I}_0 = \frac{d}{dt} \vec{I}_{CH} + j\omega_0 \vec{I}_{CH} + \frac{d}{dt} \vec{I}_{ab} + j\omega_0 \vec{I}_{ab}; \quad (13)$$

$$\vec{U}_{ad} = \vec{U}_0 - \vec{I}_0 \cdot \Sigma R - \Sigma L \left( \frac{d}{dt} \vec{I}_0 + j\omega_0 \vec{I}_0 \right); \quad (14)$$

$$\vec{U}_{ab} = \vec{I}_{ab} \cdot R_{l1} + L_{l1} \left( \frac{d}{dt} \vec{I}_{ab} + j\omega_0 \vec{I}_{ab} \right); \quad (15)$$

$$\vec{U}_c = \vec{U}_{bc} = \vec{U}_{ad} - \vec{U}_{ab}; \quad (16)$$

$$\vec{I}_c = C \left( \frac{d}{dt} \vec{U}_c + j\omega_0 \vec{U}_c \right); \quad (17)$$

$$\vec{I}_0 = \frac{1}{L'_1} \vec{\psi}_1 - \frac{k_2}{L'_1} \vec{\psi}_2 + \left( \frac{d}{dt} \vec{I}_{CH} + j\omega_0 \vec{I}_{CH} \right) + C \left( \frac{d}{dt} \vec{U}_c + j\omega_0 \vec{U}_c \right); \quad (18)$$

$$\vec{U}_{bc} = \omega_0 s_{k1} \vec{\psi}_1 - \omega_0 s_{k1} \vec{\psi}_2 k_2 + \left( \frac{d}{dt} \vec{\psi}_1 + j\omega_0 \vec{\psi}_1 \right); \quad (19)$$

$$0 = \omega_0 s_{k2} \vec{\psi}_2 - \omega_0 s_{k2} \vec{\psi}_1 k_1 + \left( \frac{d}{dt} \vec{\psi}_2 + j\omega_0 \vec{\psi}_2 \right), \quad (20)$$

где  $j$  – символ мнимой части комплексного числа.

Произведем замену  $p = \frac{d}{dt}$  – символ дифференцирования:

$$\vec{U}_0 = \vec{I}_0 \Sigma R + \Sigma L (p \vec{I}_0 + j\omega_0 \vec{I}_0) + L_{l2} (p \vec{I}_{CH} + j\omega_0 \vec{I}_{CH}) + \vec{I}_{CH} \cdot \Sigma R_{CH}; \quad (21)$$

$$\vec{I}_0 + j\vec{I}_0 = \vec{I}_{ch} + j\vec{I}_{ch} + \vec{I}_{ab} + j\vec{I}_{ab}; \quad (22)$$

$$p\vec{I}_0 + j\omega_0\vec{I}_0 = p\vec{I}_{ch} + j\omega_0\vec{I}_{ch} + p\vec{I}_{ab} + j\omega_0\vec{I}_{ab}; \quad (23)$$

$$\vec{U}_{ad} = \vec{U}_0 - \vec{I}_0 \cdot \Sigma R - \Sigma L(p\vec{I}_0 + j\omega_0\vec{I}_0); \quad (24)$$

$$\vec{U}_{ab} = \vec{I}_{ab} \cdot R_{l1} + L_{l1}(p\vec{I}_{ab} + j\omega_0\vec{I}_{ab}); \quad (25)$$

$$\vec{U}_c = \vec{U}_{bc} = \vec{U}_{ad} - \vec{U}_{ab}; \quad (26)$$

$$\vec{I}_c = C(p\vec{U}_c + j\omega_0\vec{U}_c); \quad (27)$$

$$\vec{I}_0 = \frac{1}{L'_1}\vec{\psi}_1 - \frac{k_2}{L'_1}\vec{\psi}_2 + (p\vec{I}_{ch} + j\omega_0\vec{I}_{ch}) + C(p\vec{U}_c + j\omega_0\vec{U}_c); \quad (28)$$

$$\vec{U}_{bc} = \omega_0 s_{k1}\vec{\psi}_1 - \omega_0 s_{k1}\vec{\psi}_2 k_2 + (p\vec{\psi}_1 + j\omega_0\vec{\psi}_1); \quad (29)$$

$$0 = \omega_0 s_{k2}\vec{\psi}_2 - \omega_0 s_{k2}\vec{\psi}_1 k_1 + (p\vec{\psi}_2 + j\omega_0\vec{\psi}_2), \quad (30)$$

Представим векторные значения параметров в комплексном виде через проекции на оси  $x, y$ :

$$\begin{aligned} \vec{U}_0 &= U_{0.x} + jU_{0.y}, & \vec{U}_c &= U_{c.x} + jU_{c.y}, & \vec{I}_c &= I_{c.x} + jI_{c.y}, \\ \vec{I}_0 &= I_{0.x} + jI_{0.y}, & \vec{U}_{ad} &= U_{ad.x} + jU_{ad.y}, & \vec{\Psi}_2 &= \Psi_{2.x} + j\Psi_{2.y}, \\ \vec{I}_{ch} &= I_{ch.x} + jI_{ch.y}, & \vec{U}_{ab} &= U_{ab.x} + jU_{ab.y}, & \vec{\Psi}_1 &= \Psi_{1.x} + j\Psi_{1.y}, \\ \vec{I}_{ab} &= I_{ab.x} + jI_{ab.y}, & \vec{U}_{bc} &= U_{bc.x} + jU_{bc.y}, & U_{0.y} &= 0. \end{aligned}$$

Перепишем систему уравнений (21) - (30) в комплексном виде для комплексной плоскости, вращающейся с синхронной скоростью  $\omega = \omega_0 = 2\pi f = 314$  рад/с:

$$\begin{aligned} U_{0.x} + jU_{0.y} &= \Sigma R(I_{0.x} + jI_{0.y}) + p(I_{0.x} + jI_{0.y}) \Sigma L + j\omega_0(I_{0.x} + jI_{0.y}) \Sigma L + \\ &+ p(I_{ch.x} + jI_{ch.y}) L_{l2} + j\omega_0(I_{ch.x} + jI_{ch.y}) L_{l2} + \Sigma R_{ch}(I_{ch.x} + jI_{ch.y}); \end{aligned} \quad (31)$$

$$\begin{aligned} (I_{0.x} + jI_{0.y}) + j(I_{0.x} + jI_{0.y}) &= (I_{ch.x} + jI_{ch.y}) + j(I_{ch.x} + jI_{ch.y}) + \\ &+ (I_{ab.x} + jI_{ab.y}) + j(I_{ab.x} + jI_{ab.y}); \end{aligned} \quad (32)$$

$$\begin{aligned} p(I_{0.x} + jI_{0.y}) + j\omega_0(I_{0.x} + jI_{0.y}) &= p(I_{ch.x} + jI_{ch.y}) + j\omega_0(I_{ch.x} + jI_{ch.y}) + \\ &+ p(I_{ab.x} + jI_{ab.y}) + j\omega_0(I_{ab.x} + jI_{ab.y}); \end{aligned} \quad (33)$$

$$\begin{aligned} U_{ad.x} + jU_{ad.y} &= U_{0.x} + jU_{0.y} - (I_{0.x} + jI_{0.y}) \Sigma R - \\ &- p(I_{0.x} + jI_{0.y}) \Sigma L - j\omega_0(I_{0.x} + jI_{0.y}) \Sigma L; \end{aligned} \quad (34)$$

$$\begin{aligned} U_{ab.x} + jU_{ab.y} &= (I_{ab.x} + jI_{ab.y}) R_{l1} + \\ &+ p(I_{ab.x} + jI_{ab.y}) L_{l1} - j\omega_0(I_{ab.x} + jI_{ab.y}) L_{l1}; \end{aligned} \quad (35)$$

$$(U_{c.x} + jU_{c.y}) = (U_{ad.x} + jU_{ad.y}) - (U_{ab.x} + jU_{ab.y}); \quad (36)$$

$$(I_{c.x} + jI_{c.y}) = p(U_{c.x} + jU_{c.y}) C + j\omega_0(U_{c.x} + jU_{c.y}) C; \quad (37)$$

$$\begin{aligned} (I_{0.x} + jI_{0.y}) &= \frac{1}{L'_1}(\Psi_{1.x} + j\Psi_{1.y}) - \frac{k_2}{L'_1}(\Psi_{2.x} + j\Psi_{2.y}) + p(I_{ch.x} + jI_{ch.y}) + \\ &+ j\omega_0(I_{ch.x} + jI_{ch.y}) + p(U_{c.x} + jU_{c.y}) C + j\omega_0(U_{c.y} + jU_{c.y}) C; \end{aligned} \quad (38)$$

$$\begin{aligned} (U_{bc.x} + jU_{bc.y}) &= \omega_0 s_{k1}(\Psi_{1.x} + j\Psi_{1.y}) - \omega_0 s_{k1} k_2(\Psi_{2.x} + j\Psi_{2.y}) + \\ &+ p(\Psi_{1.x} + j\Psi_{1.y}) + j\omega_0(\Psi_{1.x} + j\Psi_{1.y}); \end{aligned} \quad (39)$$

$$0 = \omega_0 s_{k2} (\psi_{2.x} + j\psi_{2.y}) - \omega_0 s_{k2} k_1 (\psi_{1.x} + j\psi_{1.y}) + p(\psi_{2.x} + j\psi_{2.y}) + j\omega_0 (\psi_{2.x} + j\psi_{2.y}); \quad (40)$$

Произведения слагаемых системы дифференциальных уравнений представим как сумму элементов произведения:

$$U_{0.x} + jU_{0.y} = I_{0.x}\Sigma R + jI_{0.y}\Sigma R + pI_{0.x}\Sigma L + jpI_{0.y}\Sigma L + j\omega_0 I_{0.x}\Sigma L - \omega_0 I_{0.y}\Sigma L + pI_{ch.x}L_{l2} + jpI_{ch.y}L_{l2} + j\omega_0 I_{ch.x}L_{l2} - \omega_0 I_{ch.y}L_{l2} + I_{ch.x}\Sigma R_{ch} + jI_{ch.y}\Sigma R_{ch}; \quad (41)$$

$$I_{0.x} + jI_{0.y} + jI_{0.x} - I_{0.y} = I_{ch.x} + jI_{ch.y} + jI_{ch.x} - I_{ch.y} + I_{ab.x} + jI_{ab.y} + jI_{ab.x} - I_{ab.y}; \quad (42)$$

$$pI_{0.x} + jpI_{0.y} + j\omega_0 I_{0.x} - \omega_0 I_{0.y} = pI_{ch.x} + jpI_{ch.y} + j\omega_0 I_{ch.x} - \omega_0 I_{ch.y} + pI_{ab.x} + jpI_{ab.y} + j\omega_0 I_{ab.x} - \omega_0 I_{ab.y}; \quad (43)$$

$$U_{ad.x} + jU_{ad.y} = U_{0.x} + jU_{0.y} - I_{0.x}\Sigma R - jI_{0.y}\Sigma R - pI_{0.x}\Sigma L - jpI_{0.y}\Sigma L - j\omega_0 I_{0.x}\Sigma L + \omega_0 I_{0.y}\Sigma L; \quad (44)$$

$$U_{ab.x} + jU_{ab.y} = I_{ab.x}R_{l1} + jI_{ab.y}R_{l1} + pI_{ab.x}L_{l1} + jpI_{ab.y}L_{l1} - j\omega_0 I_{ab.x}L_{l1} + \omega_0 I_{ab.y}L_{l1}; \quad (45)$$

$$U_{c.x} + jU_{c.y} = U_{ad.x} + jU_{ad.y} - U_{ab.x} - jU_{ab.y}; \quad (46)$$

$$I_{c.x} + jI_{c.y} = pU_{c.x}C + jpU_{c.y}C + j\omega_0 U_{c.x}C - \omega_0 U_{c.y}C; \quad (47)$$

$$I_{0.x} + jI_{0.y} = \psi_{1.x} \frac{1}{L'_1} + j\psi_{1.y} \frac{1}{L'_1} - \psi_{2.x} \frac{k_2}{L'_1} - j\psi_{2.y} \frac{k_2}{L'_1} + pI_{ch.x} + jpI_{ch.y} + j\omega_0 I_{ch.x} - \omega_0 I_{ch.y} + pU_{c.x}C + jpU_{c.y}C + j\omega_0 U_{c.y}C - \omega_0 U_{c.y}C; \quad (48)$$

$$U_{bc.x} + jU_{bc.y} = \psi_{1.x}\omega_0 s_{k1} + j\psi_{1.y}\omega_0 s_{k1} - \psi_{2.x}\omega_0 s_{k1}k_2 - j\psi_{2.y}\omega_0 s_{k1}k_2 + p\psi_{1.x} + jp\psi_{1.y} + j\omega_0 \psi_{1.x} - \omega_0 \psi_{1.y}; \quad (49)$$

$$0 = \psi_{2.x}\omega_0 s_{k2} + j\psi_{2.y}\omega_0 s_{k2} - \psi_{1.x}\omega_0 s_{k2}k_1 - j\psi_{1.y}\omega_0 s_{k2}k_1 + p\psi_{2.x} + jp\psi_{2.y} + j\omega_0 \psi_{2.x} - \omega_0 \psi_{2.y}; \quad (50)$$

Разделим вещественные и мнимые слагаемые как самостоятельные уравнения и элементы уравнений, содержащие индуктивности, умножим и разделим на частоту сети  $\omega_0 = \omega$ , так как частота сети в данной задаче является величиной постоянной:

$$U_{0.x} = I_{0.x}\Sigma R + pI_{0.x}\Sigma L \frac{\omega_0}{\omega_0} - \omega_0 I_{0.y}\Sigma L \frac{\omega_0}{\omega_0} + pI_{ch.x}L_{l2} \frac{\omega_0}{\omega_0} - \omega_0 I_{ch.y}L_{l2} \frac{\omega_0}{\omega_0} + I_{ch.x}\Sigma R_{ch};$$

$$jU_{0.y} = jI_{0.y}\Sigma R + jpI_{0.y}\Sigma L \frac{\omega_0}{\omega_0} + j\omega_0 I_{0.x}\Sigma L \frac{\omega_0}{\omega_0} + jpI_{ch.y}L_{l2} \frac{\omega_0}{\omega_0} + j\omega_0 I_{ch.x}L_{l2} \frac{\omega_0}{\omega_0} + jI_{ch.y}\Sigma R_{ch}; \quad (51)$$

$$I_{0.x} - I_{0.y} = I_{ch.x} - I_{ch.y} + I_{ab.x} - I_{ab.y};$$

$$jI_{0.y} + jI_{0.x} = jI_{ch.y} + jI_{ch.x} + jI_{ab.y} + jI_{ab.x}; \quad (52)$$

$$\begin{aligned}
pI_{0.x} - \omega_0 I_{0.y} &= pI_{ch.x} - \omega_0 I_{ch.y} + pI_{ab.x} - \omega_0 I_{ab.y}; \\
jpI_{0.y} + j\omega_0 I_{0.x} &= jpI_{ch.y} + j\omega_0 I_{ch.x} + jpI_{ab.y} + j\omega_0 I_{ab.x};
\end{aligned} \tag{53}$$

$$\begin{aligned}
U_{ad.x} &= U_{0.x} - I_{0.x} \Sigma R - pI_{0.x} \Sigma L \frac{\omega_0}{\omega_0} + \omega_0 I_{0.y} \Sigma L \frac{\omega_0}{\omega_0}; \\
jU_{ad.y} &= jU_{0.y} - jI_{0.y} \Sigma R - jpI_{0.y} \Sigma L \frac{\omega_0}{\omega_0} - j\omega_0 I_{0.x} \Sigma L \frac{\omega_0}{\omega_0};
\end{aligned} \tag{54}$$

$$\begin{aligned}
U_{ab.x} &= I_{ab.x} R_{l1} + pI_{ab.x} L_{l1} \frac{\omega_0}{\omega_0} + \omega_0 I_{ab.y} L_{l1} \frac{\omega_0}{\omega_0}; \\
jU_{ab.y} &= jI_{ab.y} R_{l1} + jpI_{ab.y} L_{l1} \frac{\omega_0}{\omega_0} - j\omega_0 I_{ab.x} L_{l1} \frac{\omega_0}{\omega_0};
\end{aligned} \tag{55}$$

$$\begin{aligned}
U_{c.x} &= U_{ad.x} - U_{ab.x}; \\
jU_{c.y} &= jU_{ad.y} - jU_{ab.y};
\end{aligned} \tag{56}$$

$$\begin{aligned}
I_{c.x} &= pU_{c.x} C \frac{\omega_0}{\omega_0} - \omega_0 U_{c.y} C \frac{\omega_0}{\omega_0}; \\
jI_{c.y} &= jpU_{c.y} C \frac{\omega_0}{\omega_0} + j\omega_0 U_{c.x} C \frac{\omega_0}{\omega_0};
\end{aligned} \tag{57}$$

$$\begin{aligned}
I_{0.x} &= \psi_{1.x} \frac{1}{L'_1} - \psi_{2.x} \frac{k_2}{L'_1} + pI_{ch.x} - \omega_0 I_{ch.y} + pU_{c.x} C \frac{\omega_0}{\omega_0} - \omega_0 U_{c.y} C \frac{\omega_0}{\omega_0}; \\
jI_{0.y} &= j\psi_{1.y} \frac{1}{L'_1} - j\psi_{2.y} \frac{k_2}{L'_1} + jpI_{ch.y} + j\omega_0 I_{ch.x} + jpU_{c.y} C \frac{\omega_0}{\omega_0} + j\omega_0 U_{c.x} C \frac{\omega_0}{\omega_0};
\end{aligned} \tag{58}$$

$$\begin{aligned}
U_{bc.x} &= \psi_{1.x} \omega_0 s_{k1} - \psi_{2.x} \omega_0 s_{k1} k_2 + p\psi_{1.x} - \omega_0 \psi_{1.y}; \\
jU_{bc.y} &= j\psi_{1.y} \omega_0 s_{k1} - j\psi_{2.y} \omega_0 s_{k1} k_2 + jp\psi_{1.y} + j\omega_0 \psi_{1.x};
\end{aligned} \tag{59}$$

$$\begin{aligned}
0 &= \psi_{2.x} \omega_0 s_{k2} - \psi_{1.x} \omega_0 s_{k2} k_1 + p\psi_{2.x} - \omega_0 \psi_{2.y}; \\
0 &= j\psi_{2.y} \omega_0 s_{k2} - j\psi_{1.y} \omega_0 s_{k2} k_1 + jp\psi_{2.y} + j\omega_0 \psi_{2.x};
\end{aligned} \tag{60}$$

Исходную систему дифференциальных уравнений представим через индуктивные сопротивления схемы замещения:

$$\begin{aligned}
U_{0.x} &= I_{0.x} \Sigma R + pI_{0.x} \frac{\Sigma X}{\omega_0} - I_{0.y} \Sigma X + pI_{ch.x} \frac{X_{l2}}{\omega_0} - I_{ch.y} X_{l2} + I_{ch.x} \Sigma R_{ch}; \\
jU_{0.y} &= jI_{0.y} \Sigma R + jpI_{0.y} \frac{\Sigma X}{\omega_0} + jI_{0.x} \Sigma X + jpI_{ch.y} \frac{X_{l2}}{\omega_0} + jI_{ch.x} X_{l2} + jI_{ch.y} \Sigma R_{ch};
\end{aligned} \tag{61}$$

$$\begin{aligned}
I_{0.x} - I_{0.y} &= I_{ch.x} - I_{ch.y} + I_{ab.x} - I_{ab.y}; \\
jI_{0.y} + jI_{0.x} &= jI_{ch.y} + jI_{ch.x} + jI_{ab.y} + jI_{ab.x};
\end{aligned} \tag{62}$$

$$\begin{aligned}
pI_{ch.x} &= pI_{0.x} - \omega_0 I_{0.y} + \omega_0 I_{ch.y} - pI_{ab.x} + \omega_0 I_{ab.y}; \\
jpI_{ch.y} &= jpI_{0.y} + j\omega_0 I_{0.x} - j\omega_0 I_{ch.x} - jpI_{ab.y} - j\omega_0 I_{ab.x};
\end{aligned} \tag{63}$$

$$U_{ad.x} = U_{0.x} - I_{0.x} \Sigma R - pI_{0.x} \frac{\Sigma X}{\omega_0} + \omega_0 I_{0.y} \frac{\Sigma X}{\omega_0};$$

$$jU_{ad.y} = jU_{0.y} - jI_{0.y}\Sigma R - jpI_{0.y} \frac{\Sigma X}{\omega_0} - j\omega_0 I_{0.x} \frac{\Sigma X}{\omega_0}; \quad (64)$$

$$U_{ab.x} = I_{ab.x}R_{l1} + pI_{ab.x} \frac{X_{l1}}{\omega_0} + I_{ab.y}X_{l1};$$

$$jU_{ab.y} = jI_{ab.y}R_{l1} + jpI_{ab.y} \frac{X_{l1}}{\omega_0} - jI_{ab.x}X_{l1}; \quad (65)$$

$$U_{c.x} = U_{ad.x} - U_{ab.x};$$

$$jU_{c.y} = jU_{ad.y} - jU_{ab.y}; \quad (66)$$

$$I_{c.x} = pU_{c.x} \frac{1}{\omega_0 X_c} - U_{c.y} \frac{1}{X_c};$$

$$jI_{c.y} = jpU_{c.y} \frac{1}{\omega_0 X_c} + jU_{c.x} \frac{1}{X_c}; \quad (67)$$

$$I_{0.x} = \psi_{1.x} \frac{1}{L'_1} - \psi_{2.x} \frac{k_2}{L'_1} + pI_{ch.x} - \omega_0 I_{ch.y} + pU_{c.x} \frac{1}{\omega_0 X_c} - U_{c.y} \frac{1}{X_c};$$

$$jI_{0.y} = j\psi_{1.y} \frac{1}{L'_1} - j\psi_{2.y} \frac{k_2}{L'_1} + jpI_{ch.y} + j\omega_0 I_{ch.x} + jpU_{c.y} \frac{1}{\omega_0 X_c} + jU_{c.y} \frac{1}{X_c}; \quad (68)$$

$$U_{bc.x} = \psi_{1.x}\omega_0 s_{k1} - \psi_{2.x}\omega_0 s_{k1}k_2 + p\psi_{1.x} - \omega_0\psi_{1.y};$$

$$jU_{bc.y} = j\psi_{1.y}\omega_0 s_{k1} - j\psi_{2.y}\omega_0 s_{k1}k_2 + jp\psi_{1.y} + j\omega_0\psi_{1.x}; \quad (69)$$

$$0 = \psi_{2.x}\omega_0 s_{k2} - \psi_{1.x}\omega_0 s_{k2}k_1 + p\psi_{2.x} - \omega_0\psi_{2.y};$$

$$0 = j\psi_{2.y}\omega_0 s_{k2} - j\psi_{1.y}\omega_0 s_{k2}k_1 + jp\psi_{2.y} + j\omega_0\psi_{2.x}; \quad (70)$$

В системе дифференциальных уравнений, с целью упрощения, опустим знак определяющий мнимую часть:

$$U_{0.x} = I_{0.x}\Sigma R + pI_{0.x} \frac{\Sigma X}{\omega_0} - I_{0.y}\Sigma X + pI_{ch.x} \frac{X_{l2}}{\omega_0} - I_{ch.y}X_{l2} + I_{ch.x}\Sigma R_{ch};$$

$$U_{0.y} = I_{0.y}\Sigma R + pI_{0.y} \frac{\Sigma X}{\omega_0} + I_{0.x}\Sigma X + pI_{ch.y} \frac{X_{l2}}{\omega_0} + I_{ch.x}X_{l2} + I_{ch.y}\Sigma R_{ch}; \quad (71)$$

$$I_{0.x} - I_{0.y} = I_{ch.x} - I_{ch.y} + I_{ab.x} - I_{ab.y};$$

$$I_{0.y} + I_{0.x} = I_{ch.y} + I_{ch.x} + I_{ab.y} + I_{ab.x}; \quad (72)$$

$$pI_{ch.x} = pI_{0.x} - \omega_0 I_{0.y} + \omega_0 I_{ch.y} - pI_{ab.x} + \omega_0 I_{ab.y};$$

$$pI_{ch.y} = pI_{0.y} + \omega_0 I_{0.x} - \omega_0 I_{ch.x} - pI_{ab.y} - \omega_0 I_{ab.x}; \quad (73)$$

$$pI_{0.x} = \omega_0 U_{0.x} \frac{1}{\Sigma X} - \omega_0 U_{ad.x} \frac{1}{\Sigma X} - \omega_0 I_{0.x} \frac{\Sigma R}{\Sigma X} + \omega_0 I_{0.y};$$

$$pI_{0.y} = \omega_0 U_{0.y} \frac{1}{\Sigma X} - \omega_0 U_{ad.y} \frac{1}{\Sigma X} - \omega_0 I_{0.y} \frac{\Sigma R}{\Sigma X} - \omega_0 I_{0.x}; \quad (74)$$

$$pI_{ab.x} = \omega_0 U_{ab.x} \frac{1}{X_{l1}} - \omega_0 I_{ab.x} \frac{R_{l1}}{X_{l1}} - \omega_0 I_{ab.y};$$

$$pI_{ab.y} = \omega_0 U_{ab.y} \frac{1}{X_{l1}} - \omega_0 I_{ab.y} \frac{R_{l1}}{X_{l1}} + \omega_0 I_{ab.x}; \quad (75)$$

$$\begin{aligned} U_{c.x} &= U_{ad.x} - U_{ab.x}; \\ U_{c.y} &= U_{ad.y} - U_{ab.y}; \end{aligned} \quad (76)$$

$$\begin{aligned} pU_{c.x} &= \omega_0 I_{c.x} X_c + \omega_0 U_{c.y}; \\ pU_{c.y} &= \omega_0 I_{c,y} X_c - \omega_0 U_{c.x}; \end{aligned} \quad (77)$$

$$\begin{aligned} pI_{ch.x} &= I_{0.x} - \psi_{1.x} \frac{1}{L'_1} + \psi_{2.x} \frac{k_2}{L'_1} + \omega_0 I_{ch.y} - I_{c.x} - U_{c.y} \frac{1}{X_c} + U_{c.y} \frac{1}{X_c}; \\ pI_{ch.y} &= I_{0.y} - \psi_{1.y} \frac{1}{L'_1} + \psi_{2.y} \frac{k_2}{L'_1} - \omega_0 I_{ch.x} - I_{c,y} + U_{c.x} \frac{1}{X_c} - U_{c,y} \frac{1}{X_c}; \end{aligned} \quad (78)$$

$$\begin{aligned} p\Psi_{1.x} &= U_{bc.x} - \psi_{1.x} \omega_0 s_{k1} + \psi_{2.x} \omega_0 s_{k1} k_2 + \omega_0 \Psi_{1,y}; \\ p\Psi_{1,y} &= U_{bc.y} - \psi_{1,y} \omega_0 s_{k1} + \psi_{2,y} \omega_0 s_{k1} k_2 - \omega_0 \Psi_{1,x}; \end{aligned} \quad (79)$$

$$\begin{aligned} p\Psi_{2.x} &= \psi_{1.x} \omega_0 s_{k2} k_1 - \psi_{2.x} \omega_0 s_{k2} + \omega_0 \Psi_{2,y}; \\ p\Psi_{2,y} &= \psi_{1,y} \omega_0 s_{k2} k_1 - \psi_{2,y} \omega_0 s_{k2} - \omega_0 \Psi_{2,x}; \end{aligned} \quad (80)$$

Выразим производные входного тока через параметры схемы замещения:

$$\begin{aligned} pI_{0.x} \frac{\Sigma X + X_{l2}}{\omega_0} &= U_{0.x} - I_{0.x} \Sigma R + I_{0,y} \Sigma X + I_{0,y} X_{l2} - I_{ab.y} X_{l2} - I_{ch.x} \Sigma R_{ch}; \\ pI_{0.y} \frac{\Sigma X - X_{l2}}{\omega_0} &= U_{0.y} - I_{0,y} \Sigma R - I_{0,x} \Sigma X - I_{0,x} X_{l2} + I_{ab.x} X_{l2} - I_{ch.y} \Sigma R_{ch}; \end{aligned} \quad (81)$$

$$\begin{aligned} I_{0.x} - I_{0.y} &= I_{ch.x} - I_{ch.y} + I_{ab.x} - I_{ab.y}; \\ I_{0,y} + I_{0,x} &= I_{ch.y} + I_{ch.x} + I_{ab.y} + I_{ab.x}; \end{aligned} \quad (82)$$

$$\begin{aligned} pI_{0.x} &= \frac{\omega_0}{\Sigma X} \left( U_{0.x} - U_{ad.x} - I_{0.x} \Sigma R + \omega_0 I_{0,y} \frac{\Sigma X}{\omega_0} \right); \\ pI_{0.y} &= \frac{\omega_0}{\Sigma X} \left( U_{0,y} - U_{ad.y} - I_{0,y} \Sigma R - \omega_0 I_{0,x} \frac{\Sigma X}{\omega_0} \right); \end{aligned} \quad (83)$$

$$\begin{aligned} pI_{ab.x} &= \omega_0 U_{ab.x} \frac{1}{X_{l1}} - \omega_0 I_{ab.x} \frac{R_{l1}}{X_{l1}} - \omega_0 I_{ab.y}; \\ pI_{ab.y} &= \omega_0 U_{ab.y} \frac{1}{X_{l1}} - \omega_0 I_{ab.y} \frac{R_{l1}}{X_{l1}} + \omega_0 I_{ab.x}; \end{aligned} \quad (84)$$

$$\begin{aligned} U_{c.x} &= U_{ad.x} - U_{ab.x}; \\ U_{c.y} &= U_{ad.y} - U_{ab.y}; \end{aligned} \quad (85)$$

$$\begin{aligned} pU_{c.x} &= \omega_0 I_{c.x} X_c + \omega_0 U_{c.y}; \\ pU_{c.y} &= \omega_0 I_{c,y} X_c - \omega_0 U_{c.x}; \end{aligned} \quad (86)$$

$$\begin{aligned} pI_{ch.x} &= I_{0.x} - \psi_{1.x} \frac{1}{L'_1} + \psi_{2.x} \frac{k_2}{L'_1} + \omega_0 I_{ch.y} - I_{c.x}; \\ pI_{ch.y} &= I_{0.y} - \psi_{1,y} \frac{1}{L'_1} + \psi_{2,y} \frac{k_2}{L'_1} - \omega_0 I_{ch.x} - I_{c,y}; \end{aligned} \quad (87)$$

$$p\Psi_{1.x} = U_{bc.x} - \psi_{1.x} \omega_0 s_{k1} + \psi_{2.x} \omega_0 s_{k1} k_2 + \omega_0 \Psi_{1,y};$$

$$p\Psi_{1.y} = U_{bc.y} - \Psi_{1.y}\omega_0 s_{k1} + \Psi_{2.y}\omega_0 s_{k1} k_2 - \omega_0 \Psi_{1.x}; \quad (88)$$

$$p\Psi_{2.x} = \Psi_{1.x}\omega_0 s_{k2} k_1 - \Psi_{2.x}\omega_0 s_{k2} + \omega_0 \Psi_{2.y};$$

$$p\Psi_{2.y} = \Psi_{1.y}\omega_0 s_{k2} k_1 - \Psi_{2.y}\omega_0 s_{k2} - \omega_0 \Psi_{2.x}; \quad (89)$$

Разделили на коэффициенты при неизвестном:

$$pI_{0.x} = \frac{\omega_0}{\Sigma X + X_{l2}} \left( \begin{aligned} &U_{0.x} - I_{0.x}\Sigma R + I_{0.y}\Sigma X + I_{0.y}X_{l2} - I_{ab.y}X_{l2} - I_{ch.x}\Sigma R_{ch} + \\ &+ U_{ab.x} \frac{X_{l2}}{X_{l1}} - I_{ab.x} \frac{R_{l1}X_{l2}}{X_{l1}} - I_{ab.y}X_{l2} \end{aligned} \right);$$

$$pI_{0.y} = \frac{\omega_0}{\Sigma X + X_{l2}} \left( \begin{aligned} &U_{0.y} - I_{0.y}\Sigma R - I_{0.x}\Sigma X - I_{0.x}X_{l2} + I_{ab.x}X_{l2} - I_{ch.y}\Sigma R_{ch} + \\ &+ U_{ab.y} \frac{X_{l2}}{X_{l1}} - I_{ab.y} \frac{R_{l1}X_{l2}}{X_{l1}} + I_{ab.x}X_{l2} \end{aligned} \right); \quad (90)$$

$$I_{0.x} = I_{ch.x} - I_{ch.y} + I_{ab.x} - I_{ab.y} + I_{0.y};$$

$$I_{0.y} = I_{ch.y} + I_{ch.x} + I_{ab.y} + I_{ab.x} - I_{0.x}; \quad (91)$$

$$pI_{0.x} = \omega_0 U_{0.x} \frac{1}{\Sigma X} - \omega_0 U_{ad.x} \frac{1}{\Sigma X} - \omega_0 I_{0.x} \frac{1}{\Sigma X} \Sigma R + \omega_0 I_{0.y};$$

$$pI_{0.y} = \omega_0 U_{0.y} \frac{1}{\Sigma X} - \omega_0 U_{ad.y} \frac{1}{\Sigma X} - \omega_0 I_{0.y} \frac{1}{\Sigma X} \Sigma R - \omega_0 I_{0.x}; \quad (92)$$

$$pI_{ab.x} = \omega_0 U_{ab.x} \frac{1}{X_{l1}} - \omega_0 I_{ab.x} \frac{R_{l1}}{X_{l1}} - \omega_0 I_{ab.y};$$

$$pI_{ab.y} = \omega_0 U_{ab.y} \frac{1}{X_{l1}} - \omega_0 I_{ab.y} \frac{R_{l1}}{X_{l1}} + \omega_0 I_{ab.x}; \quad (93)$$

$$U_{c.x} = U_{ad.x} - U_{ab.x};$$

$$U_{c.y} = U_{ad.y} - U_{ab.y}; \quad (94)$$

$$pU_{c.x} = \omega_0 I_{c.x} X_c + \omega_0 U_{c.y};$$

$$pU_{c.y} = \omega_0 I_{c.y} X_c - \omega_0 U_{c.x}; \quad (95)$$

$$pI_{ch.x} = I_{0.x} - \Psi_{1.x} \frac{1}{L'_1} + \Psi_{2.x} \frac{k_2}{L'_1} + \omega_0 I_{ch.y} - I_{c.x};$$

$$pI_{ch.y} = I_{0.y} - \Psi_{1.y} \frac{1}{L'_1} + \Psi_{2.y} \frac{k_2}{L'_1} - \omega_0 I_{ch.x} - I_{c.y}; \quad (96)$$

$$p\Psi_{1.x} = U_{bc.x} - \Psi_{1.x}\omega_0 s_{k1} + \Psi_{2.x}\omega_0 s_{k1} k_2 + \omega_0 \Psi_{1.y};$$

$$p\Psi_{1.y} = U_{bc.y} - \Psi_{1.y}\omega_0 s_{k1} + \Psi_{2.y}\omega_0 s_{k1} k_2 - \omega_0 \Psi_{1.x}; \quad (97)$$

$$p\Psi_{2.x} = \Psi_{1.x}\omega_0 s_{k2} k_1 - \Psi_{2.x}\omega_0 s_{k2} + \omega_0 \Psi_{2.y};$$

$$p\Psi_{2.y} = \Psi_{1.y}\omega_0 s_{k2} k_1 - \Psi_{2.y}\omega_0 s_{k2} - \omega_0 \Psi_{2.x}; \quad (98)$$

Таблица В.2 – Результаты математического моделирования процесса пуска и самозапуска электропривода ЭКДС

		0,01	1,00	0	1,00				$X'_1$	$X'_2$	K1	K2	S1
									0,16	0,161	0,960	0,948	0,502
$\Delta t$	t	t <sub>1</sub>	t <sub>2</sub>	k	U <sub>0x</sub>	U	$\Delta t$	t	$\psi_{1x}$	$\psi_{1y}$	$\psi_{2x}$	$\psi_{2y}$	s
3,185E-05	0,00000	0	0	0	1,000	1	0,01	0,000	0	0	0	0	1
3,185E-05	0,00003	0	0	0	1,000	1	0,01	0,010	1,000E-02	0,00E+00	0,000E+00	0,000E+00	1,003E+00
3,185E-05	0,00006	0	0	0	1,000	1	0,01	0,020	1,995E-02	-1,00E-04	2,187E-05	0,000E+00	1,007E+00
3,185E-05	0,00010	0	0	0	1,000	1	0,01	0,030	2,985E-02	-2,99E-04	6,544E-05	-4,388E-07	1,010E+00
3,185E-05	0,00013	0	0	0	1,000	1	0,01	0,040	3,970E-02	-5,97E-04	1,306E-04	-1,753E-06	1,014E+00
3,185E-05	0,00016	0	0	0	1,000	1	0,01	0,050	4,949E-02	-9,93E-04	2,170E-04	-4,378E-06	1,017E+00
S2	Tm.	X <sub>s</sub>	X <sub>r</sub>	X <sub>m</sub>	коэфф. Сужения НКТ		1,09465						
0,228	0,207	1,776	1,797	1,705	0		0						
p $\psi_{1x}$	p $\psi_{1y}$	p $\psi_{2x}$	p $\psi_{2y}$	m <sub>c</sub>	ps	M <sub>s</sub>	I <sub>I</sub>						
1,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,000E+00	0,070000	3,38E-01	0	0						
9,950E-01	-1,000E-02	2,187E-03	0,000E+00	0,070007	3,38E-01	0	0						
9,899E-01	-1,993E-02	4,357E-03	-4,388E-05	0,070030	3,38E-01	-6,277E-08	0						
9,848E-01	-2,978E-02	6,512E-03	-1,314E-04	0,070067	3,38E-01	-1,862E-07	0						
9,795E-01	-3,956E-02	8,649E-03	-2,625E-04	0,070119	3,38E-01	-2,398E-07	0						
9,743E-01	-4,927E-02	1,077E-02	-4,368E-04	0,070186	3,38E-01	3,5042E-08	0						
t	s	U(t)	t	M <sub>s</sub>	U(t)	t	I <sub>I</sub>	U(t)					
0,00000	1	1,00	0,00000	0	1,00	0,00000	0	1,00					
0,00003	1,003E+00	1,0	0,00003	0	1,0	0,00003	0	1,0					
0,00006	1,007E+00	1,0	0,00006	-6,28E-08	1,0	0,00006	0	1,0					
0,00010	1,010E+00	1,0	0,00010	-1,86E-07	1,0	0,00010	0	1,0					
0,00013	1,014E+00	1,0	0,00013	-2,4E-07	1,0	0,00013	0	1,0					
0,00016	1,017E+00	1,0	0,00016	3,5E-08	1,0	0,00016	0	1,0					

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

**Исполнитель:**

Адрес 423452, ТОДК МФ РТ г.Альметьевск  
Альметьевский государственный нефтяной  
институт, ул.Ленина,2

Банк **ГРКЦ НБ РТ**

ИНН 1644005183

КПП 164401001

Р/с 40601810292053000008

БИК 049205001

ЛБВ 07708008

КБК 70830201020020000130

**Заказчик:**

Адрес 423450, г.Альметьевск  
ул.Ленина, 75

ИНН – 644003838

Р/с 40702810100000000700

АБ «Девон-кредит»

БИК 049202792

Почтовый индекс банка корр.сч.

30101810400000000792 в РКЦ

г. Альметьевск

### АКТ № 1

**сдачи-приемки оказанных услуг**  
по договору № 3-15 от «01» января 2015г  
составлен «10» 07 20 15 г.

«Исследование режимов работы электротехнического комплекса добывающей скважины с винтовой насосной установкой с поверхностным приводом с целью оптимизации энергетических затрат на добычу нефти»

Мы, нижеподписавшиеся, представитель Исполнителя **Ректор АГНИ А.А. Емекеев**, с одной стороны, и представитель Заказчика **зам. генерального директора по производству – главный инженер ОАО «Татнефть» Н.Г. Ибрагимов**, с другой стороны, составили настоящий акт о том, что выполненная работа удовлетворяет условиям договора №3-15 и в надлежащем порядке оформлена.

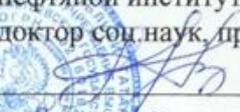
По договору №3-15 выполнены следующие работы:

№ п/п	Наименование работ	Стоимость работ без НДС, тыс.руб.	НДС, тыс. руб.
1	2	3	4
1.	Оказание услуг: по получению получасовых графиков активной и реактивной мощности за полный технологический цикл электротехнического комплекса добывающей скважины (ЭКДС); по выполнению анализа получасовых графиков активной и реактивной мощности; по определению продолжительности цикла, количество циклов в месяц и в год; по системному анализу технических и энергетических параметров существующих электроприводов насосных агрегатов ЭКДС.	848	152,64
2.	Оказание услуг: по усовершенствованию структурной схемы и системы электроснабжения ЭКДС; по разработке математической модели ЭКДС с учетом новых технических средств, введенных в состав структурной схемы; по получению аналитических зависимостей, учитывающих параметры новых элементов и их связи	848	152,64



УТВЕРЖДАЮ  
Ректор ГБОУ ВПО

«Альметьевский государственный  
нефтяной институт»  
доктор соц.наук, профессор

 А.А. Емекеев

« 9 » 12 2015 г.

АКТ

внедрения в учебный процесс результатов диссертационной работы  
ассистента кафедры электроэнергетики ГБОУ ВПО «Альметьевский  
государственный нефтяной институт»

Швецковой Людмилы Викторовны

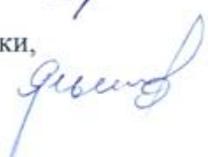
**«Повышение энергоэффективности электротехнического комплекса  
добывающей скважины с высоковязкой нефтью»**, представленной на  
соискание ученой степени кандидата технических наук

Акт подтверждает, что результаты, полученные Швецковой Л.В., по исследованию режимов работы в установившихся и переходных процессах электротехнических комплексов добывающей скважины и отходящей линии и разработанных математических моделей этих комплексов используются в учебном процессе (лабораторные, практические занятия, курсовое и дипломное проектирование) Альметьевского государственного нефтяного института при работе со студентами специальностей 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и 140604 «Электропривод и автоматика промышленных установок и технологических комплексов». В учебный процесс внедрены разработанные автором математические модели и их компьютерные модели процесса работы электротехнических комплексов добывающей скважины и отходящей линии в установившихся и переходных режимах, что способствовало повышению качества подготовки студентов, изучающих дисциплины «Электроснабжение», «Электроэнергетические системы и сети».

Проректор по научной работе,  
к.г.-м.н., доцент

 Р.Н. Бурханов

Заведующий кафедрой электроэнергетики,  
к.т.н., доцент

 Р.Ф. Ярыш