

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Пермский национальный исследовательский политехнический университет»

*На правах рукописи*

Фролов Сергей Алексеевич



ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ  
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ПРИВОДОВ ШТАНГОВЫХ  
СКВАЖИННЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Специальность 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель  
доктор технических наук, доцент  
Шишлянников Д. И.

Санкт-Петербург – 2024

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>4</b>
<b>ГЛАВА 1 АНАЛИЗ КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ И ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ УСТАНОВОК ШТАНГОВЫХ СКВАЖИННЫХ НАСОСОВ.....</b>	<b>11</b>
1.1 Область применения и основные сведения о конструкции установок штанговых скважинных насосов .....	11
1.2 Конструктивные особенности систем приводов УШСН .....	15
1.2.1 Конструкции и способы уравнивания электромеханических приводов УШСН .....	15
1.2.2 Двигатели и станции управления электромеханических приводов УШСН .....	19
1.2.3 Конструктивные особенности электрогидравлических приводов УШСН .....	23
1.3 Параметры ЭГП УШСН с различными типами уравнивающих устройств .....	30
1.3.1 Конструктивные схемы и параметры работы ЭГП УШСН с пневматическим уравниванием.....	30
1.3.2 Конструктивные схемы и параметры работы ЭГП динамическим уравниванием.....	34
1.4 Использование вентильных двигателей в системах приводов УШСН .....	41
1.5 Анализ статистики отказов приводов штанговых скважинных насосных установок .....	47
1.6 Выводы по главе 1 .....	52
<b>ГЛАВА 2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ФОРМИРОВАНИЯ НАГРУЗОК И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ ПРИВодОВ УШСН.....</b>	<b>54</b>
2.1 Анализ кинематических параметров систем приводов УШСН .....	54
2.2 Анализ нагрузок систем приводов УШСН.....	61
2.3 Оценка энергозатрат при добыче нефти штанговыми скважинными насосными установками .....	67
2.4 Оценка качества электроэнергии при работе систем приводов УШСН ...	76
2.5 Выводы по главе 2.....	78
<b>ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОЦЕНКЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ ПРИВодОВ УШСН .....</b>	<b>80</b>
3.1 Общие положения методики экспериментальных исследований.....	80
3.2 Аппаратура для проведения экспериментальных исследований.....	82

3.3 Методика анализа экспериментальных данных.....	85
3.4 Порядок проведения экспериментальных исследований и их результаты .....	87
3.4.1 Оценка энергетических показателей функционирования ЭМП УШСН посредством анализа ваттметрограмм.....	87
3.4.2 Оценка энергетических показателей функционирования ЭГП УШСН с пневматическим уравниванием .....	92
3.4.3 Оценка энергетических показателей работы ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием.....	95
3.5 Выводы по главе 3.....	98
<b>ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И УВЕЛИЧЕНИЯ ВРЕМЕНИ НАРАБОТКИ НА ОТКАЗ ЭГП УШСН.....</b>	<b>99</b>
4.1 Повышение энергоэффективности функционирования ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием.....	99
4.2 Разработка алгоритма функционирования ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием.....	107
4.3 Выводы по главе 4.....	111
<b>ГЛАВА 5 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОЦЕНКЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ УШСН С ВЕНТИЛЬНЫМ ПРИВОДОМ.....</b>	<b>112</b>
5.1 Общие сведения о работе УШСН с вентильным приводом .....	112
5.2 Оценка энергетических показателей работы балансирных станков-качалок УШСН оснащенных вентильными двигателями .....	114
5.3 Выводы по главе 5.....	117
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>118</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ .....</b>	<b>120</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>124</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчет кинематических и силовых параметров работы приводов штанговых скважинных насосных установок .....</b>	<b>139</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б Акты о внедрении результатов диссертационного исследования .....</b>	<b>151</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В Патент «Гидропривод штанговой скважинной насосной установки» .....</b>	<b>153</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность темы исследования**

В настоящее время, как в России, так и за рубежом для добычи нефти широко применяются штанговые скважинные насосные установки (УШСН). Область применения УШСН включает малодебитные скважины и скважины осложненного фонда, рентабельная эксплуатация которых во многом определяется энергоэффективностью функционирования систем приводов насосных установок.

Одним из перспективных типов систем приводов УШСН является электрогидравлический привод (ЭГП). Он характеризуется возможностью регулирования рабочих параметров в широких диапазонах, мобильностью, малой металлоемкостью, простотой монтажа, наличием информативных систем телеметрии. Другим решением, направленным на расширение области применения УШСН, является использование в системах приводов вентильных электродвигателей (ВД) с роторами на постоянных магнитах.

Широкое применение перспективных систем приводов УШСН сдерживается высокой стоимостью оборудования, сложностью в обслуживании и ремонте, высокими удельными затратами энергии на подъем скважинной жидкости и меньшей наработкой по сравнению с традиционными электромеханическими приводами (ЭМП) – балансирными станками-качалками (СК).

Устранение перечисленных недостатков при создании систем приводов УШСН нового технического уровня может быть осуществлено на основе результатов исследований их работы в реальных условиях эксплуатации. Исследование нагруженности и сравнительная оценка энергопотребления при работе электротехнических систем приводов УШСН с целью обоснования технических решений, направленных на повышение энергоэффективности функционирования УШСН при скважинной добыче

нефти, представляет теоретический и практический интерес и является актуальной научной задачей.

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005) в рамках НИР по теме «Фундаментальные основы рациональной разработки трудноизвлекаемых нефтяных запасов на основе создания цифровых двойников объектов нефтегазового комплекса».

### **Степень разработанности темы исследования**

Значительный вклад в решение вопросов, связанных с исследованием процессов функционирования электротехнических систем приводов нефтепромыслового оборудования и обоснованием решений по повышению энергоэффективности и надёжности его работы, внесли Б. Н. Абрамович, И. Ю. Быков, Б. Ю. Васильев, М. Я. Гинзбург, Ю. Л. Жуковский, А. М. Зюзев, В. Н. Ивановский, В. С. Каштанов, А. Г. Молчанов, Г. В. Молчанов, А. Н. Назарычев, А. М. Пирвердян, А. А. Сабиров, Н. Н. Софьина, Ю. А. Сычев, Ш. Ф. Тахаутдинов, К. Р. Уразаков, О. И. Усачев, М. И. Хакимьянов, Ю. В. Шевырёв, Я. Э. Шклярский и др. Несмотря на значительный объем публикаций в отечественной и зарубежной технической литературе практически отсутствуют данные об оценке энергоэффективности функционирования электрогидравлических приводов УШСН и систем приводов УШСН с ВД.

**Объект исследования** – электротехнические системы приводов УШСН.

**Предмет исследования** – процесс функционирования электротехнических систем приводов УШСН.

**Идея работы.** Повышение энергоэффективности функционирования систем приводов УШСН достигается посредством использования силовых передач, двигателей и станций управления, обеспечивающих регулирование

режимных параметров работы штанговых скважинных насосных установок в широких диапазонах.

**Цель работы.** Повышение энергоэффективности функционирования систем приводов УШСН при скважинной добыче нефти.

#### **Задачи исследования**

1. Анализ структурных особенностей электротехнических систем приводов УШСН, режимов и условий их работы.

2. Теоретические исследования процесса формирования нагрузок на приводы УШСН.

3. Разработка методики сравнительной оценки энергоэффективности функционирования электротехнических систем приводов УШСН в условиях нефтяных промыслов.

4. Экспериментальные исследования процесса формирования нагрузок и энергопотребления при функционировании систем приводов УШСН.

5. Обоснование технических решений повышения энергоэффективности функционирования электротехнических систем приводов УШСН при скважинной добыче нефти.

#### **Научная новизна**

1. Теоретически установлено, что использование приводов УШСН с широкими диапазонами регулирования параметров позволяет обеспечить рациональные режимы работы скважинного оборудования, что при прочих равных условиях, в сравнении с традиционными электромеханическими приводами – балансирными СК с асинхронными электродвигателями, обуславливает уменьшение пиковых нагрузок в точке подвеса колонны насосных штанг и повышает производительность скважинного насоса.

2. Впервые разработана методика и выполнена сравнительная оценка эффективности функционирования электромеханических и электрогидравлических приводов УШСН в условиях нефтяных промыслов по критерию удельных затрат энергии на добычу скважинной жидкости.

Экспериментально доказано, что серийно выпускаемые ЭГП УШСН с пневматическим и электродинамическим типами уравнивания характеризуются низкой энергоэффективностью, то есть высокими удельными затратами энергии на добычу скважинной жидкости, превышающими базовые удельные затраты энергии, полученными при оснащении испытываемых УШСН традиционными балансируемыми СК, на 13,4...121,9 %.

3. Доказано, что повышение эффективности функционирования УШСН по критерию удельных затрат энергии на добычу скважинной жидкости до 13 % возможно посредством использования систем приводов, оснащенных вентильными двигателями с роторами на постоянных магнитах.

#### **Соответствие паспорту заявленной специальности**

Содержание диссертационной работы соответствует паспорту специальности 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы по п. 3 «Разработка, структурный и параметрический синтез, оптимизация электротехнических комплексов, систем и их компонентов, разработка алгоритмов эффективного управления» и п. 4 «Исследование работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов, систем и их компонентов в различных режимах, при разнообразных внешних воздействиях, диагностика электротехнических комплексов».

#### **Теоретическая и практическая значимость работы**

Теоретическая значимость работы заключается в установлении особенностей влияния конструкции и режимов работы систем приводов УШСН на величину и характер изменения нагрузок на элементы систем приводов, производительность и энергоэффективность функционирования УШСН по критерию удельных затрат энергии на добычу скважинной жидкости.

Практическая значимость работы заключается в обосновании технических решений по повышению энергоэффективности функционирования электротехнических систем приводов УШСН при скважинной добыче нефти. Разработанные методики контроля нагруженности и энергоэффективности функционирования ЭГП УШСН использованы сотрудниками ООО «НСХ АЗИЯ ДРИЛЛИНГ» при совершенствовании приборов мониторинга параметров работы нефтепромыслового оборудования (Приложение Б).

Результаты работы применяются ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» при обучении студентов по направлению подготовки 130400.65 «Горное дело», специализации «Электрификация и автоматизация горного производства» (см. Приложение Б).

#### **Методология и методы исследований**

Методология исследований заключалась в анализе и обобщении результатов ранее опубликованных исследований по повышению энергоэффективности функционирования систем приводов УШСН, выполнении расчетов, проведении экспериментальных исследований по оценке нагруженности и энергоэффективности функционирования систем приводов УШСН в условиях нефтяных промыслов.

#### **Положения, выносимые на защиту**

1. Установлено, что серийно выпускаемые отечественными предприятиями ЭГП УШСН с пневматическим и электродинамическим типами уравновешивания характеризуются низкой энергоэффективностью, то есть высокими удельными затратами энергии на добычу скважинной жидкости, превышающими базовые удельные затраты энергии, полученными при оснащении испытываемых УШСН традиционными балансирными СК, на 13,4...121,9 %.



2. Применение систем ЭГП УШСН, функционирующих в соответствии с разработанными схемами и алгоритмом управления, обеспечивает снижение динамических нагрузок на элементы приводов и уменьшение влияния работы привода на качество электроэнергии в сети нефтяного промысла посредством аккумулирования и использования рекуперированной электроэнергии для работы вспомогательных и периферийных устройств УШСН.

3. Повышение эффективности функционирования ЭМП УШСН – балансирных СК, по критерию удельных затрат энергии на добычу скважинной жидкости до 13 % возможно посредством использования в системах привода вентильных двигателей с роторами на постоянных магнитах и интеллектуальных станций управления, а также обеспечения жесткой кинематической связи между приводным вентильным двигателем и механической передачей.

#### **Степень достоверности результатов**

Достоверность результатов работы обеспечивалась применением широко апробированных, а также оригинальных методик экспериментальных исследований, осуществленных с использованием оборудования, прошедшего государственную поверку. Результаты теоретических и экспериментальных исследований процесса формирования нагрузок и оценки энергоэффективности функционирования приводов УШСН согласуются с общепризнанными представлениями о закономерностях работы приводов нефтепромыслового оборудования. Относительная погрешность экспериментальных данных не превышает 5 %.

#### **Апробация результатов**

Основные положения работы, результаты теоретических и экспериментальных исследований докладывались на конференциях: всероссийская конференция «Проблемы разработки углеводородных и рудных полезных ископаемых» (г. Пермь, 2019, 2020 гг.), международная

научно-практическая конференция «Горная и нефтяная электромеханика» (г. Пермь, 2021, 2024 г.), международная научно-техническая конференция «Чтения памяти В. Р. Кубачека» (г. Екатеринбург, 2020, 2021, 2022, 2024 гг.), международный симпозиум им. академика М. А. Усова студентов и молодых ученых (г. Томск, 2021 гг.), онлайн-форум ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Инновации для повышения эффективности сопровождения нефтегазовых активов» (г. Москва, 2024).

**Личный вклад автора** заключается в анализе научной литературы по теме исследования; постановке цели и задач диссертационного исследования; получении исходных данных и разработке методики экспериментальных исследований. Алгоритм функционирования ЭГП УШСН, варианты конструктивного исполнения ЭГП разработаны при непосредственном участии автора. Организация внедрения результатов диссертационной работы осуществлена в равной степени с соавторами.

### **Публикации**

Результаты диссертации в достаточной степени освещены в 5 печатных работах (пункты списка литературы № 74, 88, 89, 99, 103), в том числе в 2 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук на соискание ученой степени доктора наук; в 1 статье – в издании, входящем в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получен 1 патент на изобретение (Приложение В).

### **Структура и объем диссертации**

Диссертация состоит из введения, пяти глав с выводами по каждой из них, заключения, трёх приложений, общим объемом 153 страницы печатного текста, содержит 8 таблиц и 64 рисунка, список литературы из 114 наименований.

## ГЛАВА 1 АНАЛИЗ КОНСТРУКТИВНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ И ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ УСТАНОВОК ШТАНГОВЫХ СКВАЖИННЫХ НАСОСОВ

### 1.1 Область применения и основные сведения о конструкции установок штанговых скважинных насосов

Значительная часть нефтяных месторождений России находится в третьей и четвертой стадии эксплуатации, что характеризуется выработкой запасов и снижением дебитов добывающих скважин, сопровождается необходимостью использования систем поддержания пластового давления, переходом к периодической эксплуатации скважин, заменой высокопроизводительного глубинно-насосного оборудования на установки для малodeбитных скважин [12, 13, 33, 34]. Таким образом, увеличиваются удельные энергозатраты процессов, связанных с нефтедобычей, повышаются материальные затраты предприятия и снижается рентабельность работы нефтепромыслов. Тенденцией последнего времени является всё увеличивающееся влияние осложняющих факторов на процесс скважинной добычи нефти [113].

По данным [35, 36] около 30 % скважин нефтяных месторождений РФ оснащены установками штанговых скважинных насосов (УШСН). Указанными установками добывается чуть менее 20 % нефти (рисунок 1.1).

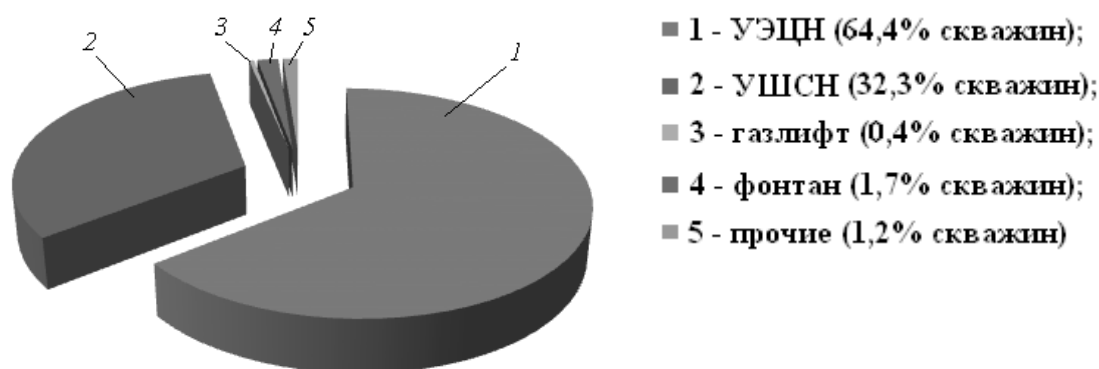


Рисунок 1.1 – Распределение оборудования для эксплуатации механизированным способом на нефтяных промыслах Российской Федерации [36]

УШСН применяется для добычи пластовой жидкости из скважин глубиной до 3,5 км, с дебитом до 70 м<sup>3</sup>/сутки при обводненности продукции до 99 % и температуре до 150 °С [1, 16, 107]. Эксплуатация наклонных скважин и скважин с боковыми стволами возможна при использовании канатных насосных штанг [38, 83, 101].

С точки зрения энергетических возможностей УШСН обеспечивают высокую эффективность в ограниченном диапазоне подач – от 5 до 50 м<sup>3</sup>/сут [36]. При подаче  $Q_{\phi} = 35$  м<sup>3</sup>/сут КПД установки может достигать значения  $\eta = 0,35 \dots 0,37$ .

Традиционно УШСН (рисунок 1.2) состоит из следующего оборудования, определяющего принцип работы: приводное поверхностное оборудование (система привода), устьевое скважинное оборудование, колонна насосных штанг, трубы НКТ и штанговый скважинный насос. Передача движения от привода плунжеру скважинного насоса обеспечивается колонной насосных штанг [1, 5, 6, 46, 48].

Теоретическая производительность УШСН рассчитывается по формуле (1.1)

$$Q_T = 1440n(S_0 - \lambda_{\text{пл}})F_{\text{п}}, \quad (1.1)$$

где  $Q_T$  – теоретическая производительность насосной установки, м<sup>3</sup>/сут;  $n$  – частота ходов точки подвеса штанг, мин<sup>-1</sup>;  $S_0$  – длина хода точки подвеса колонны насосных штанг (ТПКШ), м;  $\lambda_{\text{пл}}$  – величина потерь хода плунжера скважинного насоса вследствие упругой деформации насосных штанг и труб, м;  $F_{\text{п}}$  – площадь поперечного сечения плунжера скважинного насоса, м<sup>2</sup>.

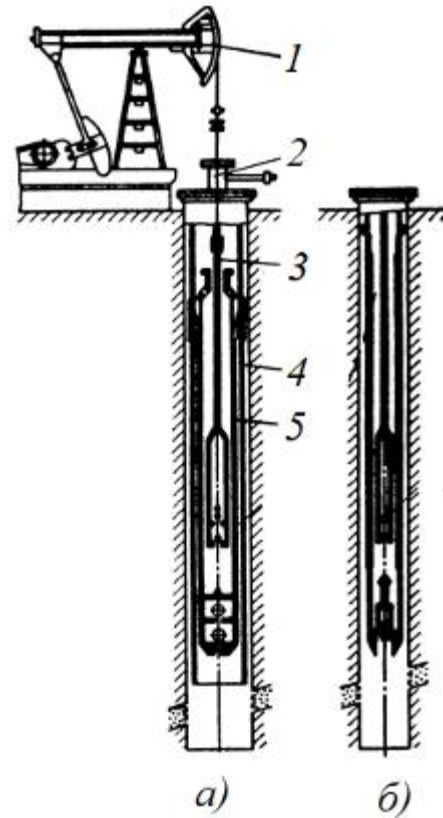


Рисунок 1.2 – Схема штанговой скважинной насосной установки, оборудованной вставным (а) и невставным (б) насосами: 1 – электромеханический привод; 2 – устьевое оборудование; 3 – колонна насосных штанг; 4 – насосно-компрессорный трубопровод; 5 – насос

Расчет реальной величины производительности УШСН осуществляется по формуле (1.2), при этом учитываются коэффициент подачи и обусловленные продольными колебаниями штанг дополнительные перемещения плунжера насоса

$$Q_{\phi} = 0,113d_{\text{п}}^3 n \eta_{\text{п}} \left( \frac{S_0}{\sqrt{\cos^2 \mu + S \xi^2 \mu_1}} + \Delta S_{\text{в}} + \Delta S_{\text{н}} - \lambda \right), \quad (1.2)$$

где  $Q_{\phi}$  – фактическая производительность насосной установки, м<sup>3</sup>/сут;  $d_{\text{п}}$  – диаметр плунжера скважинного насоса, м;  $\eta_{\text{п}}$  – коэффициент подачи насоса;  $S_0$  – перемещение ТПКШ от крайнего нижнего положения (ход штока), м;  $\xi$  – коэффициент трения, пропорциональный скорости перемещения колонны насосных штанг;  $\Delta S_{\text{в}}$  и  $\Delta S_{\text{н}}$  – дополнительные

перемещений плунжера скважинного насоса под влиянием продольных колебаний колонны насосных штанг при движении вверх и вниз соответственно,  $\mu$ ;  $\mu$  и  $\mu_1$  – конструктивные коэффициенты, рассчитываются по формулам (1.3) и (1.4) соответственно

$$\mu = \omega L / V_k; \quad (1.3)$$

$$\mu_1 = \xi L / V_k, \quad (1.4)$$

где  $\omega$  – постоянная угловая скорость вращения кривошипа в механизме станка-качалки, рад/с;  $L$  – глубина подвески насоса, м;  $V_k$  – средняя скорость распространения колебаний в колонне насосных штанг, м/с [15, 75, 76].

Анализ формул (1.1) и (1.2) показывает, что производительность УШСН определяется, в первую очередь, диаметром и длиной хода плунжера скважинного насоса, частотой качаний, величиной потерь хода плунжера скважинного насоса вследствие упругой деформации насосных штанг и труб.

Типы используемых приводов УШСН – электромеханический и электрогидравлический. В небольших количествах используются системы приводов с пневматической силовой передачей. Электромеханические приводы подразделяются на балансирующие и безбалансирующие.

Определяющей особенностью привода УШСН, независимо от его конструкции, является циклический характер передачи энергии от отдельных элементов друг к другу. За один цикл действия скважинного насоса дважды происходит изменение направления передачи энергии.

Традиционный электромеханический привод (ЭМП) – балансирующий станок-качалка (СК). Вращательное движение вала приводного электродвигателя ЭМП шарнирным четырёхзвенником преобразуется в возвратно-поступательное движение подвески колонны насосных штанг. Данный принцип работы известен более 100 лет [95]. Благодаря постоянному совершенствованию конструкций, материалов и технологии изготовления балансирующие СК характеризуются в настоящее время высокой надежностью функционирования. Потребность в приводах иного типа возникла при

ухудшении условий эксплуатации скважин по мере перехода нефтяных месторождений на поздние стадии разработки [97]. Актуальным становится повышение энергоэффективности функционирования УШСН и обеспечение рациональных параметров работы скважинного оборудования в осложненных условиях эксплуатации, что достигается при выполнении следующих требований:

- увеличение длины хода ТПКШ;
- контроль величины и характера изменения нагрузок в процессе работы привода УШСН;
- внедрение автоматизированных приводов УШСН с широкими диапазонами бесступенчатого регулирования режимных параметров работы в процессе функционирования;
- снижение доли времени непроизводительной работы установки в каждом цикле возвратно-поступательного движения плунжера насоса;
- обеспечение эффективного уравнивания привода УШСН [112].

Указанным требованиям удовлетворяет (частично или практически полностью) электрогидравлический привод (ЭГП) УШСН, внедрение которого на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки и характеризующихся осложненными условиями эксплуатации, является перспективным.

## **1.2 Конструктивные особенности систем приводов УШСН**

### **1.2.1 Конструкции и способы уравнивания электромеханических приводов УШСН**

В практике нефтяной отрасли различают индивидуальные и групповые приводы УШСН.

Групповой привод предназначен для эксплуатации группы из 2...40 скважин, находящихся в непосредственной близости (на одном кусте) и

имеющих аналогичные или близкие по значению эксплуатационные параметры. Групповой привод УШСН не получил широкого распространения вследствие сложности его конструкции и системы управления [54, 55, 60, 82].

Индивидуальный привод УШСН обеспечивает движение только одной колонны насосных штанг. Именно индивидуальный ЭМП УШСН получил наибольшее распространение вследствие простоты конструкции, эксплуатации и ремонта, что существенно снижает затраты на его использование [6, 7, 19].

Безбалансирные СК не имеют качающегося балансира, что позволяет увеличить длину хода насосных штанг и перемещаемого ими плунжера скважинного насоса. Движение колонны насосных штанг обеспечивается от электродвигателя через редуктор, кривошипно-шатунный механизм, соединенный с траверсой, и перекинутое через шкив на стойке гибкое звено, соединенное с канатной подвеской (рисунок 1.3).

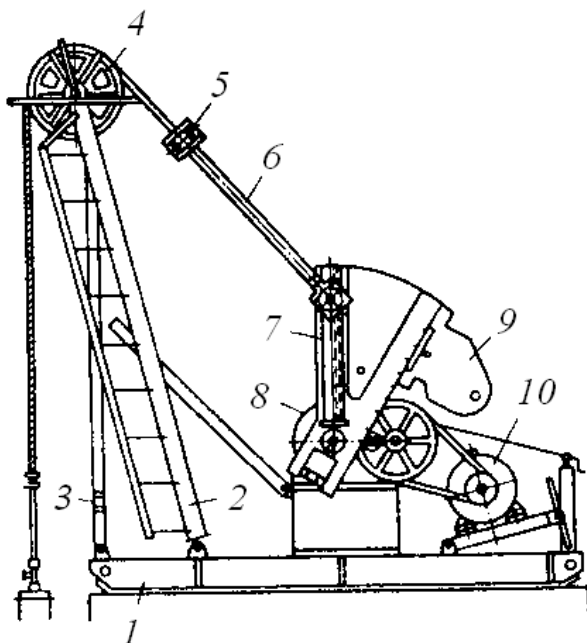


Рисунок 1.3 – Безбалансирный станок-качалка:

1 – рама; 2 – стойка; 3 – винтовое приспособление; 4 – канатный шкив; 5 – траверса; 6 – шатуны; 7 – кривошипы; 8 – редуктор; 9 – противовесы; 10 – электродвигатель



Основным преимуществом безбалансирных СК являются небольшие металлоёмкость и габариты относительно балансирных СК. Однако недостаточная надёжность и долговечность гибкой связи сдерживает широкое распространение данных ЭМП [81, 92].

На сегодняшний день к наиболее перспективным безбалансирным ЭМП УШСН относятся цепные приводы, применяющиеся, например, на промыслах Татарстана и Удмуртии при добыче высоковязкой и высокопарафинистой нефти [16, 76].

В балансирных ЭМП возвратно-поступательное движение ТПКШ достигается применением балансира СК, который представляет из себя качающийся рычаг, соединённый кривошипно-шатунным механизмом с выходным валом редуктора (рисунок 1.4) [22, 23, 92].

Основные характеристики СК:

- допустимая нагрузка в ТПКШ, обуславливающая диапазоны использования УШСН, которые ограничены глубиной скважины при применении насосов различных диаметров;

- максимальная длина хода устьевого штока, определяющая производительность УШСН, а также массогабаритные характеристики привода (для выпускаемых отдельными предприятиями СК длина хода штока составляет  $S_0 = 6 \dots 7$  м, однако, по данным [49, 51, 53] фактические средние длины хода СК в условиях нефтепромыслов РФ составляют  $S_0 = 2,5 \dots 3,0$  м);

- крутящий момент на выходном валу редуктора определяет мощностные параметры ЭМП УШСН, а также массогабаритные характеристики и стоимость редуктора;

- число двойных ходов ТПКШ в минуту характеризует, совместно с длиной хода устьевого штока, производительность УШСН (технический ресурс штанг УШСН связан с частотой циклов нагружения, что обуславливает стремление к снижению показателя до  $n = 2$  мин<sup>-1</sup> и менее);

- двухплечий или одноплечий балансир;

- характеристики уравновешивающей системы привода;
- параметры приводного двигателя;
- характеристики редуктора;
- массогабаритные характеристики привода [13, 50, 52].

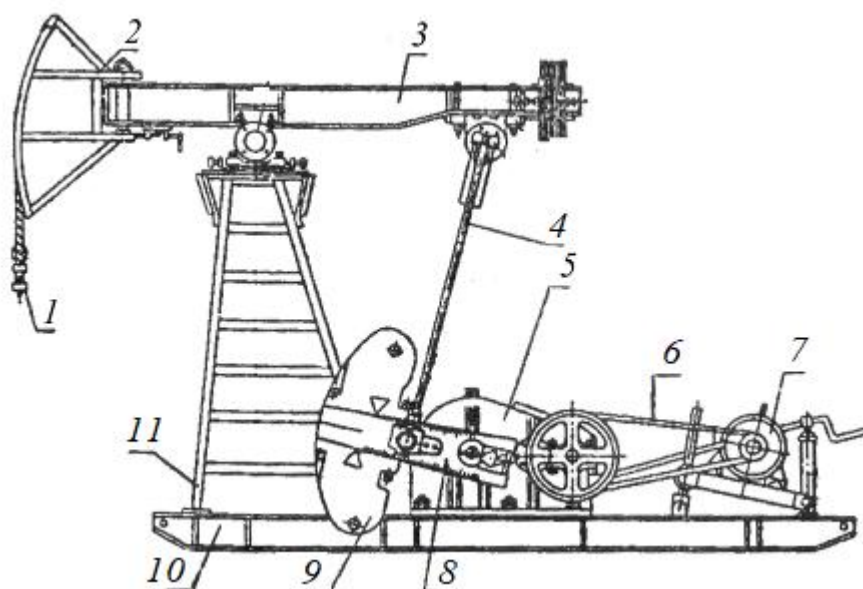


Рисунок 1.4 – Конструктивная схема баланси́рного станка-качалки:  
 1 – узел подвеса колонны насосных штанг; 2 – головка баланси́ра; 3 – баланси́р;  
 4 – траверса; 5 – редуктор; 6 – передача клиноременная; 7 – электродвигатель;  
 8 – кривошип; 9 – кривошипные грузы; 10 – рама; 11 – стойка

Современные баланси́рные СК характеризуются высокой металлоемкостью, так как с увеличением длины хода ТПКШ возрастают габаритные размеры отдельных узлов, деталей и всей установки. Значительные массы качающегося баланси́ра с громоздкой поворотной головкой, трехшарнирной траверсы, противовесов создают инерционные нагрузки, ухудшающие устойчивость станка.

В результате многолетних исследований отечественных ученых А. Н. Адонина, А. С. Вирновского, А. М. Пирвердяна, А. Г. Молчанова, В. Н. Ивановского, К. Р. Уразакова, Л. Г. Чичерова УШСН с ЭМП изучена весьма полно, а созданная в результате этих исследований теория позволяет успешно рассчитывать, конструировать и эксплуатировать данные установки

[1, 19, 32, 37, 51, 63, 81, 92]. Однако, практически полное исчерпание возможностей для модернизации конструкций традиционных балансирных СК с целью повышения эффективности их функционирования по критерию удельных затрат энергии на добычу скважинной жидкости обуславливает необходимость разработки и внедрения перспективных автоматизированных приводов УШСН, реализующих рациональные режимные параметры работы насосной установки и обеспечения работоспособности в осложненных условиях функционирования УШСН.

### **1.2.2 Двигатели и станции управления электромеханических приводов УШСН**

Как правило, ЭМП УШСН оснащаются трехфазными асинхронными электродвигателями и станциями управления с релейной защитой. Менее распространенной схемой управления приводным электродвигателем переменного тока, используемой в ЭМП УШСН, является схема управления с применением частотного преобразователя. Типовая схема управления, используемая в станции управления СУС «Ангара-М2» (рисунок 1.5).

Питание схемы управления асинхронным двигателем обеспечивается от промышленной трехфазной сети  $U = 0,4$  кВ, частота  $f = 50$  Гц, путем подключения к клеммнику «ВВОД». При включении автоматического выключателя  $Q1$  напряжение подается на трехфазный выпрямитель  $VE$ . Однофазное питание от этой же сети подается на панель управления, блок БМК-1 и вспомогательное оборудование, такое как освещение и вентиляция, условно не показанные на схеме.

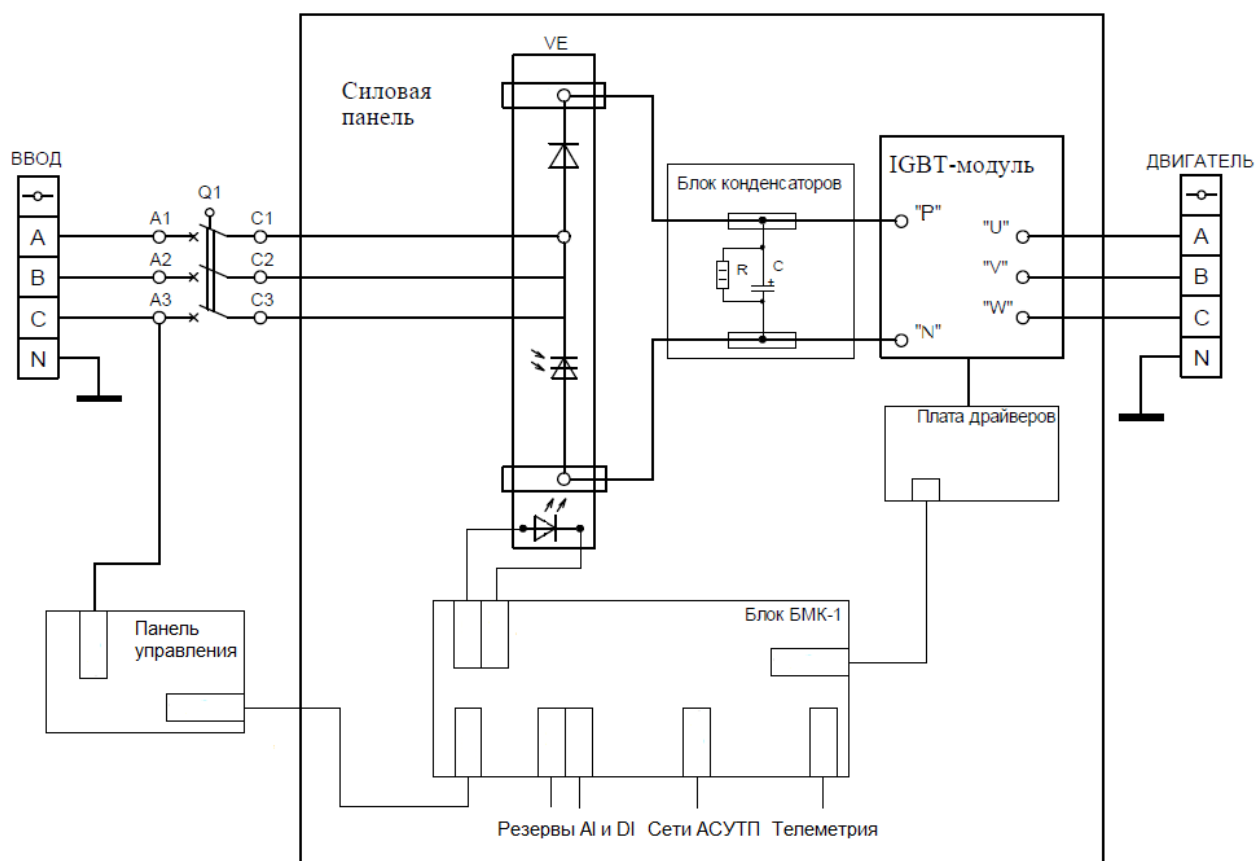


Рисунок 1.5 – Схема управления асинхронным двигателем ЭМП УШСН с использованием частотного преобразователя в СУС «Ангара-М2»:

$Q1$  – трехфазный автоматический выключатель;  $VE$  – силовой трехфазный выпрямитель на базе диодно-оптотиристорных модулей.

Блок БМК-1 является автоматизированным устройством управления станции. Блок воспринимает команды оператора с панели управления, расположенной на левой стенке станции. Оператор имеет возможность управлять работой станции через параметры и уставки при помощи текстового дисплея и кнопок управления блока БМК-1.

По команде от блока БМК-1 включается зарядный оптотиристор и плавно заряжает блок конденсаторов. По окончании заряда, зарядный тиристор отключается и включается силовой трехфазный выпрямитель  $VE$ , обеспечивая питание силового  $IGBT$ -модуля напряжением постоянного тока. Плата драйверов является контроллером управления трехфазным мостовым инвертором. Между платой драйверов и блоком БМК-1 происходит обмен

информацией по каналу связи. Блок БМК-1 передает в плату драйверов команды программирования режимов работы и команды управления двигателем, а обратно принимает служебную и измерительную информацию.

После получения команды от БМК-1 на включение двигателя, плата драйверов начинает формирование сигналов синусоидальной ШИМ (широтно-импульсная модуляция), которые выдаются на управление силовым *IGBT*-модулем. На выходе *IGBT*-модуля формируется трехфазное переменное напряжение, которое выдается на двигатель через клеммник «ДВИГАТЕЛЬ». При этом частота выходного напряжения плавно изменяется от нуля до заданного значения, обеспечивая безударный разгон двигателя.

Аппаратура управления и защиты электродвигателя находится в станции управления, выполненной в виде электрического металлического шкафа в общепромышленном или взрывозащищенном исполнении.

В процессе работы станции производится контроль фазных токов двигателя через датчики тока и напряжения постоянного тока. При работе станка-качалки (СК) происходит кратковременный периодический перевод двигателя в генераторный режим, когда механизм СК раскручивает двигатель до скорости, выше синхронной. При этом двигатель начинает вырабатывать электроэнергию, которая поступает в ПЧ, приводя к повышению напряжения на блоке конденсаторов. При повышении напряжения выше 650 В, включается тормозной транзистор *IGBT*-модуля и рассеивает сгенерированную энергию в узле нагрузки, условно не показанном на схеме.

Пуск и останов двигателя производятся кнопками управления и переключателем режимов работы станции, расположенными на панели управления, сигналы от которой посредством канала связи поступают на блок БМК-1. Блок БМК-1, помимо сигналов, поступающих с панели управления, может получать команды от внешних устройств посредством программируемых дискретных и аналоговых входов.

Применение асинхронных электродвигателей (АД) в нефтедобывающей промышленности, как и любой другой, объясняется их простотой, надежностью и дешевизной по сравнению с другими типами электродвигателей. Электродвигатели изготавливаются в исполнениях У1 и УХЛ1 для эксплуатации в районах с умеренным и холодным климатом соответственно согласно ГОСТ 15150-69 [21].

Пуск асинхронных двигателей ЭМП УШСН выполняется, как правило, прямым включением. Выбор данного способа обусловлен простотой реализации и отсутствием дополнительных элементов и оборудования в цепи, что снижает стоимость системы управления и вероятность появления неисправности.

Прямое включение подразумевает непосредственное включение в сеть, сопровождается 5...7-кратным пусковым током, ограничение которого может быть обеспечено дополнительными конструктивными мерами.

Частота вращения ротора АД при  $f = 50$  Гц определяется количеством пар полюсов обмотки статора. АД, которыми комплектуются СК известных производителей, имеют 2, 3 и 4 пар полюсов. Таким образом, обеспечивается частота вращения магнитного поля статора АД 1500, 1000 и 750 об/мин соответственно. Стандартные редукторы и шкивы клиноременных передач обеспечивают передаточное число кинематической цепи СК от 112 до 180, то есть минимальная частота хода колонны штанг при работе нерегулируемых ЭМП с АД составляет  $n = 4 \text{ мин}^{-1}$ .

Использование тихоходных АД и частотно регулируемого привода позволяет применять редукторы с меньшим передаточным числом. Однако, тихоходные АД имеют высокую металлоемкость, характеризуются сложной и дорогостоящей конструкцией. Частотно регулируемые приводы также имеют ряд недостатков, к которым относится высокая стоимость, значительные затраты на обслуживание, появление в трехфазной питающей сети гармонических составляющих напряжений и тока.

Следует также отметить, что применение частотно регулируемого привода с механической силовой передачей (балансирным СК) не позволяет осуществлять плавное регулирование длины хода штока, что зачастую необходимо при эксплуатации осложненных скважин с низким дебитом, а также при проведении мероприятий по устранению последствий осложняющих факторов. Длина хода штока, при использовании в системе ЭМП балансирного СК (см. рисунок 1.4), изменяется ступенчато посредством перестановки нижней головки шатуна 9 в отверстиях в кривошипе 14.

### **1.2.3 Конструктивные особенности электрогидравлических приводов УШСН**

Одним из путей повышения эффективности функционирования УШСН при скважинной добыче нефти на месторождениях, находящихся на поздних стадиях эксплуатации, является использование электрогидравлического привода (ЭГП) [25, 49, 50]. Гидравлические силовые передачи в сравнении с механическими характеризуются расширенными диапазонами регулировочных свойств, а также имеют надежные устройства защиты от перегрузок. Структурная схема УШСН, оснащенной ЭГП, приведена на рисунке 1.6 [51, 54].

К обязательным функциональным блокам привода относят:

- гидродвигатель, осуществляющий перемещение колонны насосных штанг и плунжера скважинного насоса;
- силовой насос (насосная станция), преобразующий энергию приводного двигателя в энергию потока рабочей жидкости;
- систему реверсирования потока рабочей жидкости.

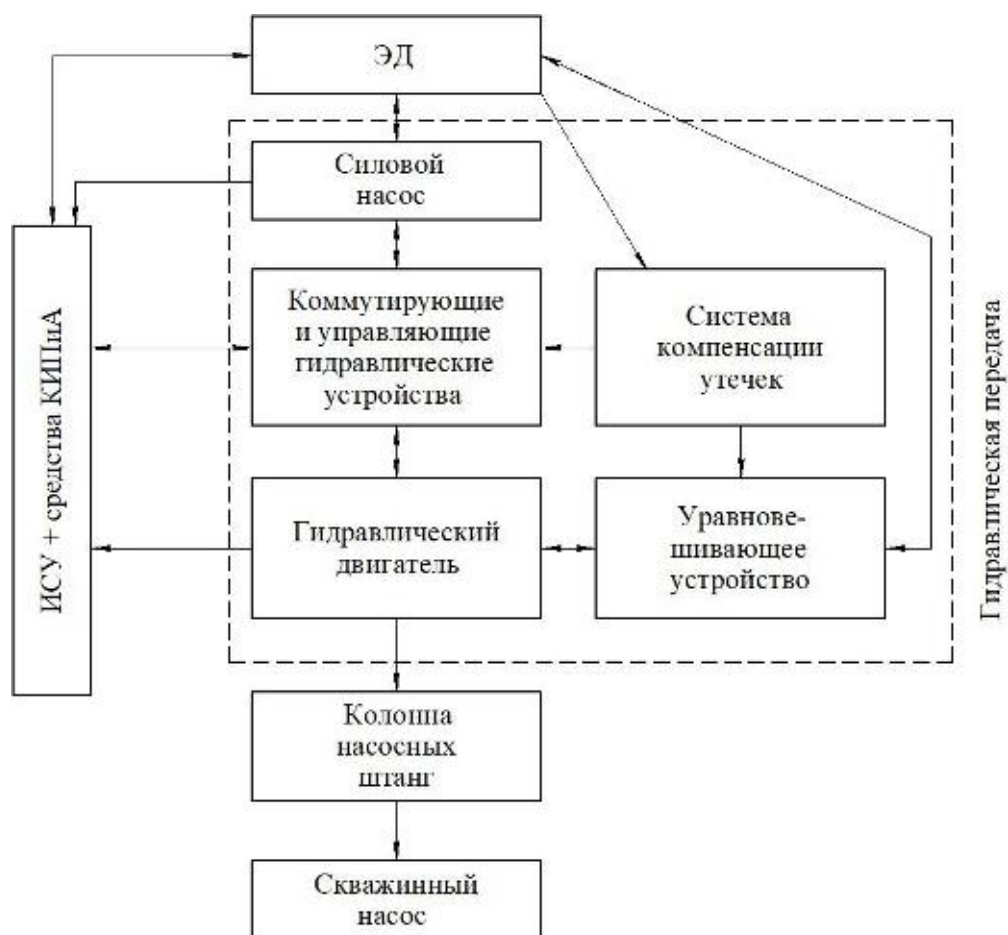


Рисунок 1.6 – Структурная схема УШСН с электрогидравлическим приводом

Соответственно, в качестве главных классификационных признаков ЭГП УШСН приняты:

- способ и степень уравновешенности привода;
- тип кинематической связи между гидродвигателем и устройством уравновешивания;
- вид применяемого гидродвигателя и характер движения его выходного звена.

Одним из условий энергоэффективной работы ЭГП является выбор рационального способа уравновешивания силовой передачи. В настоящее время используют следующие способы уравновешивания ЭГП УШСН:

- грузовой – в качестве аккумулятора используется груз, соединенный с колонной штанг таким образом, что движение их оппозитно (рисунок 1.7);



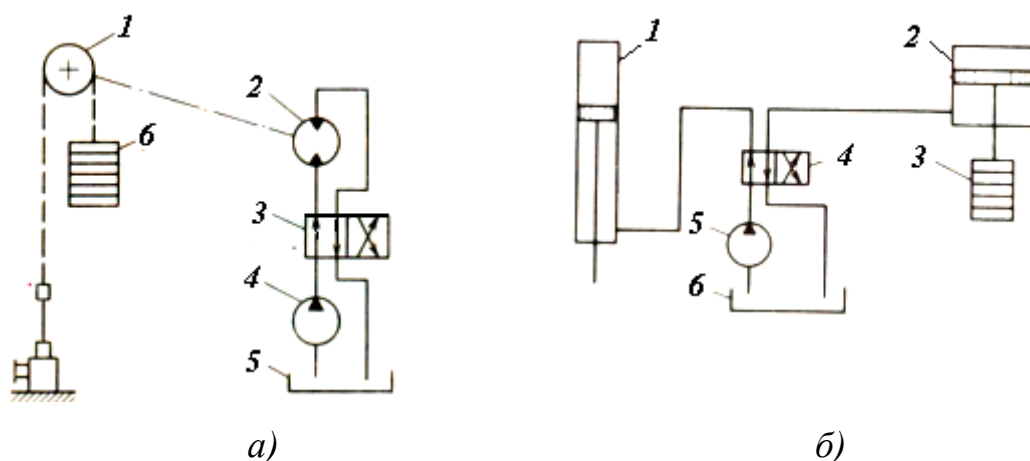


Рисунок 1.7 – Схемы ЭГП УШСН с уравниванием силовой гидропередачи подвижными грузами:

- a* – привод с реверсируемым гидромотором: 1 – гибкая цепь;  
 2 – реверсируемый гидромотор; 3 – распределитель; 4 – насос односторонний нерегулируемый; 5 – бак; 6 – подвижный груз; *б* – привод с силовым гидроцилиндром:  
 1 – гидроцилиндр; 2 – грузогидравлический аккумулятор;  
 3 – уравнивающий груз; 4 – распределитель; 5 – насос; 6 – бак

– пневматический – с использованием газовых аккумуляторов (рисунок 1.8);

– групповой – силовые передачи установок (двух и более) соединяются гидравлически и уравнивают друг друга (рисунок 1.9);

– инерционный – в качестве аккумулятора энергии используется вращающийся маховик (рисунок 1.10);

– электродинамический – при обратном ходе колонны штанг силовой насос маслостанции ЭГП работает в режиме гидромотора, а приводной электродвигатель – в генераторном режиме, при этом выработанная электроэнергия рекупируется в сеть нефтепромысла (рисунок 1.11) [51, 64, 65, 95, 97, 106].

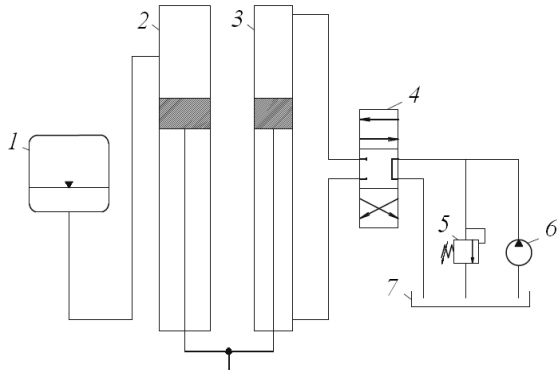


Рисунок 1.8 – Принципиальная схема ЭГП УШСН с пневматическим уравниванием:

1 – пневмоаккумулятор; 2 – гидроцилиндр вспомогательный; 3 – силовой гидроцилиндр; 4 – распределитель; 5 – клапан предохранительный; 6 – насос; 7 – маслобак

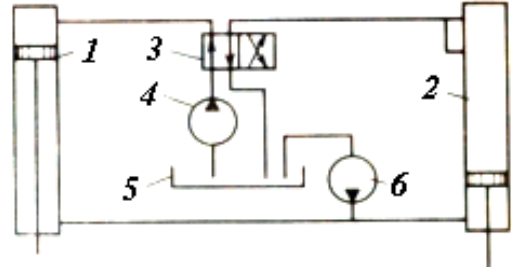


Рисунок 1.9 – Принципиальная схема группового ЭГП УШСН с взаимным уравниванием:

1, 2 – силовые гидроцилиндры; 3 – распределитель; 4 – основной насос; 5 – маслобак; 6 – насос подпиточный

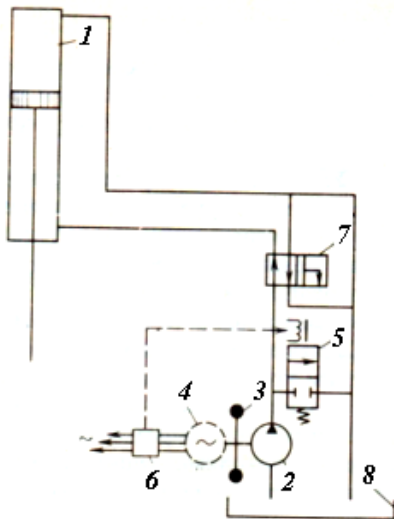


Рисунок 1.10 – Принципиальная схема ЭГП УШСН с инерционным уравниванием:

1 – гидроцилиндр; 2 – насос; 3 – маховик; 4 – приводной двигатель; 5 – клапан; 6 – реле; 7 – золотниковый гидрораспределитель; 8 – маслобак

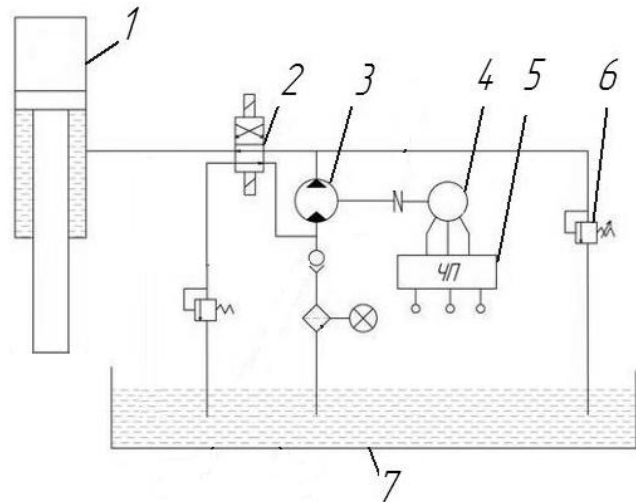


Рисунок 1.11 – Принципиальная схема ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием:

1 – гидроцилиндр; 2 – золотниковый распределитель; 3 – мотор-насос; 4 – приводной двигатель; 5 – частотный преобразователь-инвертор; 6 – клапан; 7 – маслобак

На нефтяных промыслах России и зарубежных стран применяется также неуравновешенный ЭГП УШСН, который характеризуется мобильностью, простой конструкцией и малой металлоёмкостью. Главным недостатком такого привода является высокая динамическая нагруженность элементов (в первую очередь, насоса и приводного электродвигателя) и низкая энергоэффективность. Классификация ЭГП УШСН приведена в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Классификация ЭГП УШСН [51, 54]

Кинематическая связь силового органа и уравнивающего устройства		Способ уравнивания					Неуравновешенный
		Статический			Динамический		
		Пневматический	Грузовой	Взаимный	Инерционный	Электродинамический	
Гидравлическая		Привод с пневматическим аккумулятором	Привод с отдельными грузами. Установки с НКТ в качестве уравнивающего груза	Взаимное уравнивание двух и более установок	Использование маховика с индивидуальным приводом	-	Неуравновешенные приводы
Механическая	Жёсткая	-	Балансирная жесткая связь	-	Использование маховика установленного на валу двигателя	Работа двигателя в генераторном режиме	Частично уравнивающие приводы
	Гибкая	-	Уравнивающий груз на канатной подвеске	-	-	-	-

На нефтепромыслах России распространение получили ЭГП УШСН с электродинамическим и пневматическим уравниванием. Данные

системы приводов производятся преимущественно в модульном исполнении. Основными элементами, помимо электродвигателя привода, являются силовой гидроцилиндр и насосная станция. Современные ЭГП имеют функции удалённого контроля и управления параметрами системы «привод–скважина» [65, 113].

Например, электрогидравлический привод НПК-10-8-6 (рисунок 1.12) применяется при добыче скважинной жидкости с нагрузкой на штоке до 80 кН. В ЭГП реализован пневматический способ уравнивания силовой передачи. Монтаж привода на колонном фланце устьевого арматуры исключает необходимость центрирования силового гидроцилиндра относительно устья скважины и позволяет реализовывать длинноходовые режимы работы скважинного насоса [62, 69, 78]. Маслостанция и станция управления ЭГП монтируются на рамном основании.

Однако, широкое применение привода ограничивается наличием значительных нагрузок на устьевую арматуру в связи с особенностями монтажа. ЭГП типа НПК-10-9-6 обеспечивает плавное регулирование длины хода штока в диапазоне  $S_0 = 0,1 \dots 6$  м и числа двойных ходов штока  $n = 0,1 \dots 6$  мин<sup>-1</sup> [97].

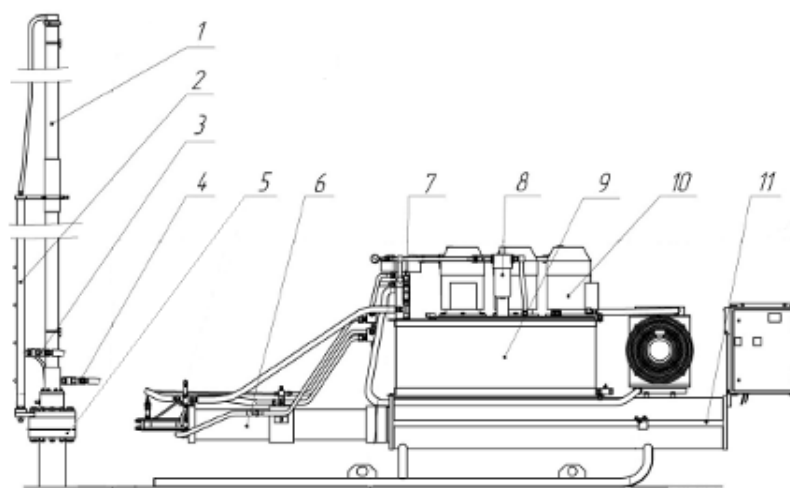


Рисунок 1.12 – Электрогидравлический привод НПК-10-8-6:

- 1 – гидроцилиндр силовой; 2 – мачта; 3, 4 – быстроразъемные соединения трубопроводов;  
5 – устьевое оборудование; 6 – гидроцилиндр вспомогательный; 7 – панель управления;  
8 – фильтр; 9 – маслостанция; 10 – двигатели приводные; 11 – рама маслостанции

ЭГП типа ГПШСН 80-3,5 «Гейзер» (рисунок 1.13) оснащен оборудованием, реализующим электродинамический способ уравнивания.

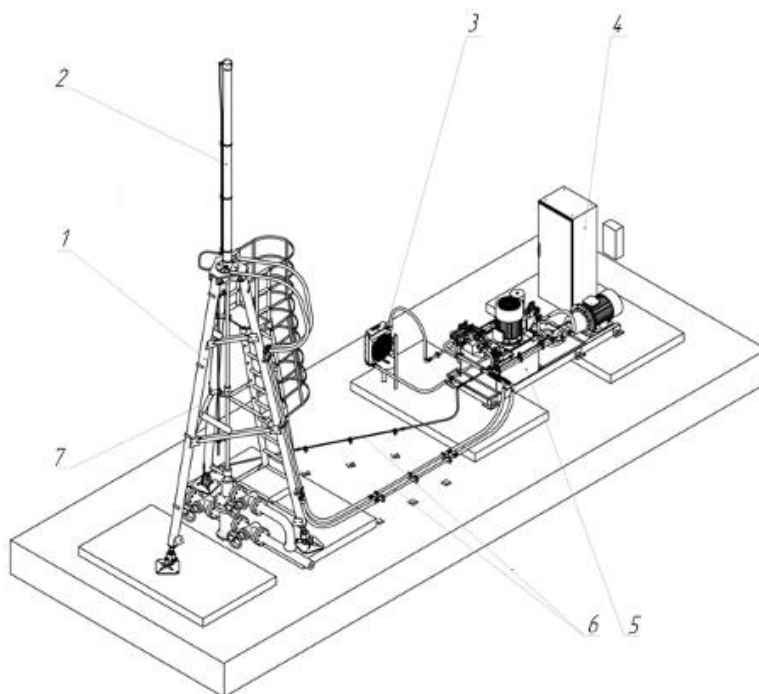


Рисунок 1.13 – Электрогидравлический привод ГПШСН 80-3,5 «Гейзер»:

1 – опора шатрового типа; 2 – гидроцилиндр силовой; 3 – охладитель; 4 – панель управления; 5 – насосная станция; 6 – трубопроводы высокого давления; 7 – ТПКШ

Для установки и центрирования над устьем скважины силового гидроцилиндра привода используется треногая опора шатрового типа. Опора монтируется на фундаментных плитах, прямая нагрузка на оборудование устья отсутствует. Даже при небольших нарушениях центровки опоры данный способ монтажа обуславливает интенсивный износ штоковых уплотнений и устьевых сальников. Кроме того, существенно ограничивается ход штока (по сравнению с монтажом на фланце устьевого арматуры), что также негативно сказывается на эффективности использования ЭГП УШСН [45, 111, 114].

Число качаний на ГПШСН 80-3,5 «Гейзер» регулируется частотным преобразователем: изменение числа ходов в пределах  $n = 1 \dots 6 \text{ мин}^{-1}$ , длина хода штока изменяется в диапазоне  $S_0 = 1,0 \dots 3,5 \text{ м}$ . ЭГП типа ГПШСН 80-3,5

«Гейзер» включает в себя интеллектуальную систему управления, которая имеет возможность подключения периферийных вспомогательных устройств и оборудования контроля работы системы «привод-скважина» [85].

Анализ данных по эксплуатации ЭГП УШСН показывает, что их применение рационально на осложненных и малодебитных скважинах. Мобильность и меньшая металлоёмкость, по сравнению с балансирными СК, обуславливают снижение временных и материальных затрат на монтаж привода, а наличие современных систем телеметрии и управления позволяет осуществлять комплексную оценку системы «привод–скважина» и изменять параметры работы ЭГП в широких пределах. В то же время, актуальными остаются задачи снижения энергопотребления, совершенствования конструкции и повышения надежности узлов ЭГП УШСН.

### **1.3 Параметры ЭГП УШСН с различными типами уравнивающих устройств**

#### **1.3.1 Конструктивные схемы и параметры работы ЭГП УШСН с пневматическим уравниванием**

Схемы силовых передач ЭГП УШСН, уравнивание которых осуществляется с применением в конструкции гидропневмоаккумуляторов или сосудов высокого давления, классифицируется как открытые, закрытые (замкнутые) и комбинированные [53].

ЭГП с закрытой схемой силовой гидropередачи (рисунок 1.14), включает в себя гидроцилиндр 1, пневмоаккумулятор 2, насос 3 и распределитель 4. Система ЭГП также включает в себя систему реверсирования, состоящую из кранов 5, клапанов 6 и 7, дросселя 8, подключенного к гидрораспределителю 4. ЭГП данного типа содержат сложные системы компенсации утечек гидравлической жидкости,

компенсации утечек газа, стабилизации температуры (не показаны на рисунке 1.14).

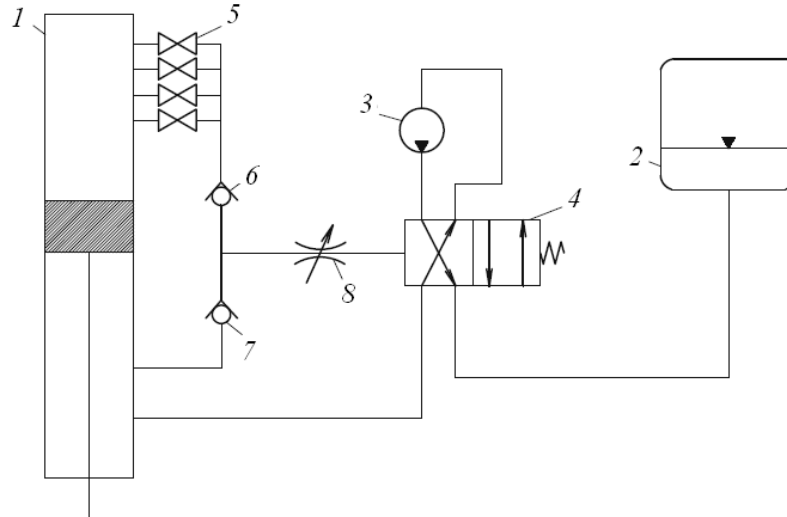


Рисунок 1.14 – Схема ЭГП УШСН с замкнутой гидропередачей

Работа описываемого привода реализуется следующим образом. При движении вверх поршня гидроцилиндра *1*, рабочая жидкость нагнетается насосом *3* через распределитель *4* в штоковую полость гидроцилиндра. При этом на входе насоса *3* за счёт работы пневмогидроаккумулятора *2* создаётся избыточное давление рабочей жидкости.

Подъем поршня гидроцилиндра *1* происходит до уровня первого открытого крана *5*, после чего рабочая жидкость подаётся под давлением к управляющей полости гидрораспределителя *4* через клапан *6* и дроссель *8*. При переключении гидрораспределителя *4* в положение, обеспечивающее реверсивное направление потока, жидкость из штоковой полости гидроцилиндра *1* подается на вход насоса *4*, осуществляющего нагнетание рабочей жидкости в пневмогидроаккумулятор *2*. Таким образом, реализуется движение штока силового гидроцилиндра *1* вниз (холостой ход) и аккумулярование энергии для уравнивания силовой гидропередачи.

Опыт эксплуатации ЭГП с замкнутой схемой силовой гидропередачи показал его низкую надежность, сложность в обслуживании и ремонте. С

целью устранения указанных недостатков рядом производителей ЭГП УШСН используется комбинированная схема с промежуточным гидроцилиндром (рисунок 1.15). Гидравлическая схема состоит из замкнутой и открытой частей. Замкнутая часть включает в себя силовой гидроцилиндр 1, пневмогидроаккумулятор 2 и верхнюю часть промежуточного гидроцилиндра 3. Открытая часть включает нижнюю часть промежуточного цилиндра 3, насос 4, распределитель 5 и маслобак 6. Описываемый ЭГП работает следующим образом.

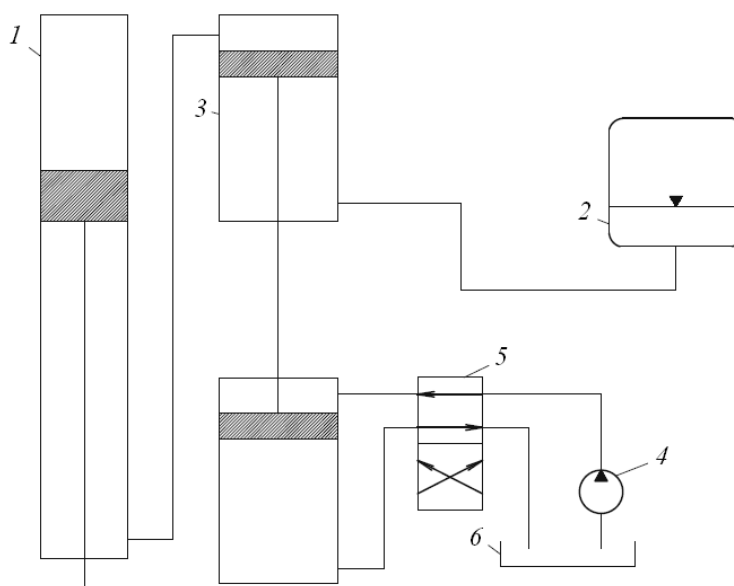


Рисунок 1.15 – Схема привода УШСН с комбинированной силовой гидропередачей

При переключении гидравлического распределителя 5 в нижнее положение рабочая жидкость из маслобака 6 посредством насоса 4 поступает в нижнюю поршневую полость промежуточного цилиндра 3. Перемещение поршня промежуточного гидроцилиндра 3 обуславливает вытеснение рабочей жидкости из верхней поршневой полости промежуточного цилиндра 3 в штоковую полость рабочего силового гидроцилиндра 1. Таким образом реализуется рабочий ход штока гидроцилиндра 1, осуществляется подъем колонны насосных штанг и ход плунжера скважинного насоса [50, 53, 54].



В это же время в верхнюю штоковую полость промежуточного гидроцилиндра 3 под давлением подается жидкость из пневмогидроаккумулятора 2. Осуществляется уравнивание гидropередачи во время рабочего хода запасенной в пневмогидроаккумуляторе 2 энергией.

Перемещение распределителя 5 в верхнее положение реализует изменение направления потока рабочей жидкости, нагнетаемой насосом 4, в штоковую полость верхней части промежуточного гидроцилиндра 3, рабочая жидкость поступает в маслобак 6. В поршневую полость верхней части промежуточного гидроцилиндра поступает жидкость из штоковой полости силового гидроцилиндра 1, осуществляющего обратный ход ЭГП. Рабочая жидкость из штоковой полости верхней части промежуточного гидроцилиндра 3 вытесняется в пневмогидроаккумулятор 2, где аккумулируется энергия для последующего уравнивания ЭГП УШСН.

В конструкции приводов с комбинированной силовой гидropередачей обязательно предусматриваются системы компенсации утечек рабочей жидкости и стабилизации давления газа в пневмогидроаккумуляторе, которые не показаны на рисунке 1.15. Наличие этих систем позволяет сравнить сложность конструкций таких типов приводов с приводами, выполненными по закрытой схеме. Преимуществом данной схемы является то, что силовой насос работает без подпора и при отключении ЭГП большинство аппаратов не находятся под давлением.

При использовании пневмогидроаккумулятора в качестве уравнивающего устройства давление в нём определяется по формуле (1.5)

$$p_2 = p_1(V_1 / V_2)^m, \quad (1.5)$$

где  $V_1$  и  $V_2$  – максимальный и минимальный объем газа в пневмогидроаккумуляторе при уравнивании силового гидроцилиндра,

$\text{м}^3$ ;  $p_1$  и  $p_2$  – давления газа в пневмогидроаккумуляторе, соответствующие объему  $V_1$  и  $V_2$ , Па;  $m$  – показатель политропы,  $m = 1,3$ .

При перемещении ТПКШ на величину  $S_0$  давление газа в пневмогидроаккумуляторе изменяется в соответствии с зависимостью (1.6)

$$p_1(S_0) = p_2 \left( V_2 / (V_2 + S_0 f_{\text{ш}}) \right)^m. \quad (1.6)$$

Объем пневмогидроаккумулятора подбирают, исходя из условия (1.7)

$$p_1 \geq 0,9 p_2. \quad (1.7)$$

Давление  $p_2$  пневмогидроаккумулятора рассчитывается по формуле (1.8), исходя из нагруженности привода

$$p_2 = (G_{\text{ш}} + 0,5G_{\text{ж}}) / f_{\text{ш}}. \quad (1.8)$$

Современные ЭГП с пневматическим уравниванием, как правило, предусматривают монтаж силового гидроцилиндра на устьевом оборудовании скважины, и позволяют обеспечивать длинноходовые режимы работы (перемещение ТПКШ до  $S_0 = 6$  м). Таким образом, обеспечивается мобильность и сравнительно малая металлоемкость УШСН [53].

Большинство исследователей отмечает, что ЭГП УШСН с пневматическим уравниванием сложны в эксплуатации, малоэффективны и ненадежны. Использование в качестве рабочих сред жидкости и газа является общим недостатком данных систем приводов и обуславливает сложность конструктивных решений для компенсации утечек двух сред [11, 42].

### **1.3.2 Конструктивные схемы и параметры работы ЭГП с динамическим уравниванием**

Обеспечение малой металлоемкости и высокой монтажеспособности ЭГП УШСН возможно посредством использования динамического способа уравнивания. При этом в качестве уравнивающего устройства может применяться вращающийся маховик (инерционное уравнивание)

или реализовываться рекуперация электроэнергии в сеть при работе приводного электродвигателя в генераторном режиме.

Силовая передача ЭГП УШСН с инерционным уравниванием (рисунок 1.16) состоит из гидроцилиндра 1 с поршнем 2 и штоком 3. Распределитель 4 обеспечивает направление потока рабочей жидкости из бака 12 через клапан 10 и мотор-насос 5, вращение которого осуществляется приводным двигателем 7. На силовом валу мотор-насоса 5 установлен маховик 6. Гидропередача включает переливной 11 и разгрузочный 8 клапаны. Цепь электродвигателя 7 содержит реле тока 9 для управления электромагнитным приводом клапана 8.

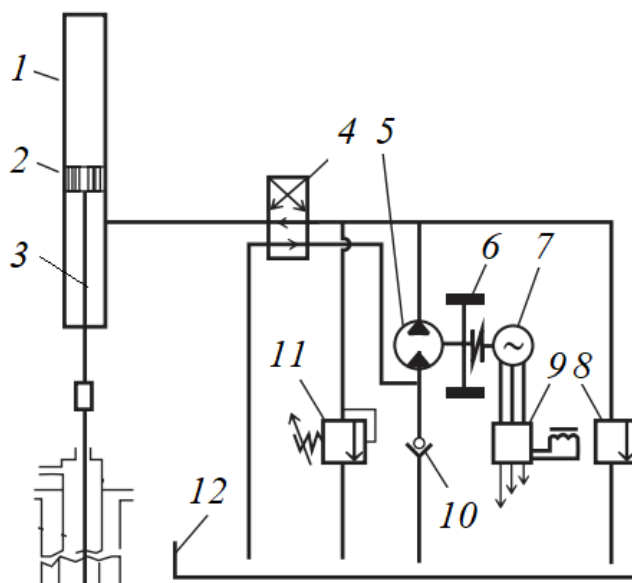
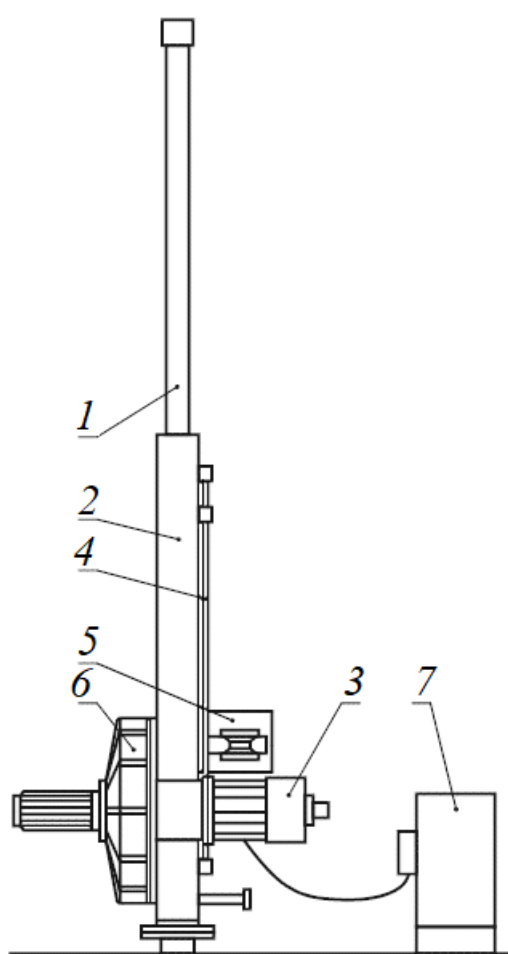


Рисунок 1.16 – Схема ЭГП УШСН с инерционным уравниванием

При подъеме насосных штанг рабочая жидкость нагнетается мотор-насосом 5 в штоковую полость силового гидроцилиндра 1. Энергия потока жидкости передается как от электродвигателя 7, так и от вращающегося маховика 6. При обратном ходе колонны штанг и штока 3 силового гидроцилиндра 2 рабочая жидкость подается на вход мотор-насоса 5, тем самым раскручивая маховик 6. Таким образом, реализуется аккумуляция потенциальной энергии колонны насосных штанг во время их опускания и

расходование кинетической энергии вращающегося маховика при рабочем ходе колонны насосных штанг для подъема пластовой жидкости.

Опытные образцы ЭГП УШСН с инерционным уравниванием гидропередачи вращающимся маховиком спроектированы специалистами РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина под руководством профессора А. Г. Молчанова (рисунок 1.17) [51].



*a)*



*б)*

Рисунок 1.17 – Принципиальная схема (а) и общий вид (б) электрогидравлического привода СКГИ-60 с инерционным уравниванием гидропередачи вращающимся маховиком: 1 – силовой гидроцилиндр; 2 – рама; 3 – приводной электродвигатель; 4 – система реверсирования; 5 – насосная станция; 6 – маховик; 7 – станция управления

Параметры уравнивающего устройства (маховика) в общем виде определяются следующим образом.

Работа приводного двигателя за один цикл определяется выражениями (1.9) и (1.10)

$$W_{\text{дв.в}} = S_0(G_{\text{ш}} + G_{\text{ж}}) - W_y; \quad (1.9)$$

$$W_{\text{дв.н}} = W_y - S_0 G_{\text{ш}} \eta_y, \quad (1.10)$$

где  $W_{\text{дв.в}}$  и  $W_{\text{дв.н}}$  – энергия, потребляемая приводным электродвигателем при подъеме и опускании колонны штанг соответственно, Дж;  $W_y$  – энергия, аккумулированная уравнивающим устройством (маховиком), Дж;  $\eta_y$  – КПД уравнивающего устройства (маховика).

Время хода ТПКШ вверх  $t_{\text{в}}$  и вниз  $t_{\text{н}}$  определяется по формулам (1.11) и (1.12)

$$t_{\text{в}} = \alpha T / (1 + \alpha); \quad (1.11)$$

$$t_{\text{н}} = T / (1 + \alpha), \quad (1.12)$$

где  $T$  – время двойного хода, с;  $\alpha$  – коэффициент асимметрии цикла,  $\alpha = t_{\text{в}} / t_{\text{н}}$ .

Средняя мощность приводного двигателя при ходе ТПКШ вверх  $P_{\text{дв.в}}$  и вниз  $P_{\text{дв.н}}$  определяется выражениями

$$P_{\text{дв.в}} = \frac{W_{\text{дв.в}}}{t_{\text{в}}} = \frac{S_0(G_{\text{ш}} + G_{\text{ж}}) - W_y}{\alpha T / (1 + \alpha)}; \quad (1.13)$$

$$P_{\text{дв.н}} = \frac{W_{\text{дв.н}}}{t_{\text{н}}} = \frac{W_y - S_0 G_{\text{ш}} \eta_y}{T / (1 + \alpha)}. \quad (1.14)$$

Исходя из условия уравниваемости  $P_{\text{дв.в}} = P_{\text{дв.н}}$ , приравнявая правые части выражений (1.13) и (1.14), по формуле (1.15) определяется энергия, запасенная маховиком

$$W_y = \frac{S_0(G_{\text{ш}}(1 + \alpha\eta_y) + G_{\text{ж}})}{1 + \alpha}. \quad (1.15)$$

Работа, совершаемая маховиком, рассчитывается по формуле (1.16)

$$W_y = J \frac{\omega_{y.\max}^2 - \omega_{y.\min}^2}{2}, \quad (1.16)$$

где  $J$  – момент инерции маховика,  $\text{кг}\cdot\text{м}^2$ ;  $\omega_{y.\max}$  и  $\omega_{y.\min}$  – максимальная и минимальная частоты вращения маховика,  $\text{с}^{-1}$ .

Из выражений (1.15) и (1.16) следует, что момент инерции маховика, необходимый для уравнивания привода, определяется по формуле (1.17)

$$J = \frac{2S_0(G_{\text{ш}}(1 + \alpha\eta_y) + G_{\text{ж}})}{(1 + \alpha)(\omega_{y.\max}^2 - \omega_{y.\min}^2)}. \quad (1.17)$$

В связи с внедрением в различные сферы промышленности частотно-регулируемых приводов и совершенствованием их элементной базы, производителями ЭГП УШСН разработаны и серийно производятся модели с электродинамическим уравниванием [23, 25, 29, 95, 106].

Принципиальная схема ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием с возможностью рекуперации электроэнергии в сеть нефтепромысла приведена на рисунке 1.18.

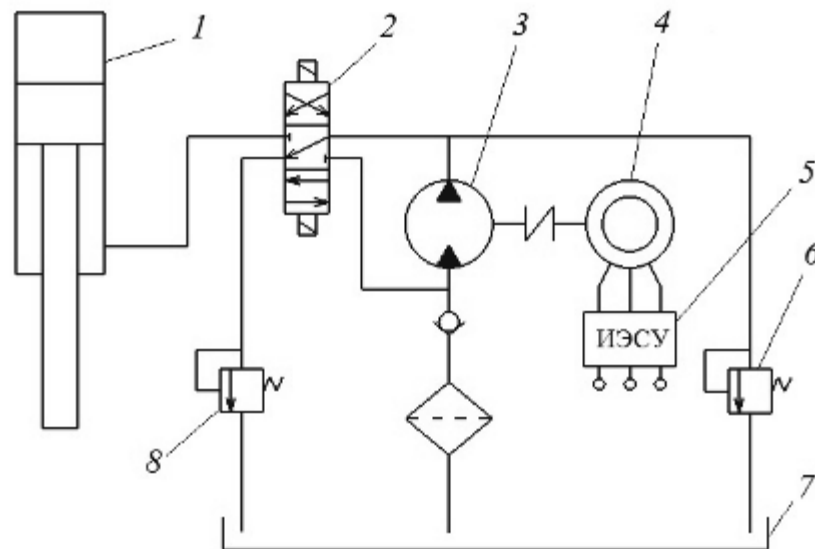


Рисунок 1.18 – Принципиальная схема ГП УШСН с электродинамическим уравниванием

Особенностью ЭГП данного типа является наличие интеллектуальной электронной системы управления (ИЭСУ), включающей в себя частотный преобразователь и инвертор. Работа представленного привода УШСН осуществляется следующим образом.

При подъеме колонны насосных штанг рабочая жидкость нерегулируемым мотор-насосом 3 подаётся из бака 7 через распределитель 2 в штоковую полость гидроцилиндра 1. Вращение вала мотор-насоса 3 обеспечивается асинхронным электродвигателем 4. Режим и параметры работы электродвигателя регулируются частотным преобразователем ИЭСУ 5. Предохранительный клапан 6 обеспечивает защиту гидросистемы от перегрузок 6. Постоянное избыточное давление в гидросистеме поддерживается редуционным клапаном 8.

Холостой ход ЭГП осуществляется переключением распределителя 2 в верхнее положение. Рабочая жидкость из штоковой полости гидроцилиндра 1 подается на вход мотор-насоса 3. Мотор-насос раскручивает вал приводного электродвигателя 4, что обуславливает переход последнего в генераторный режим. Рекуперированная электроэнергия посредством инвертора ИЭСУ 5 возвращается в сеть нефтепромысла.

Описанный ЭГП характеризуется простой конструкцией гидравлической части, при кинематическом анализе может рассматриваться как неуравновешенный. Открытый тип гидропередачи не предусматривает наличия системы компенсации утечек. Применение частотно-регулируемого привода позволяет изменять режимные параметры, что позволяет использовать в схеме объемные мотор-насосы постоянной подачи, которые имеют более высокие значения показателей надежности по сравнению с аналогичными регулируемыми гидроагрегатами.

Рекуперация энергии в приводах УШСН – это процесс, при котором энергия, вырабатываемая приводом при обратном ходе штока гидроцилиндра

и опускании колонны штанг, возвращается обратно в энергосистему нефтепромысла и используется для питания другого оборудования.

Процесс рекуперации энергии включает несколько этапов:

– обнаружение возможности рекуперации – система привода должна быть способна обнаружить, когда возможно применить рекуперацию энергии, например, при замедлении или торможении, раскручивании ротора двигателя мотор-насосом;

– преобразование кинетической энергии движения в электрическую энергию реализуется посредством использования специальных устройств, например, рекуперативного инверторного преобразователя;

– использование электрической энергии для питания других устройств в электросети нефтепромысла.

Производителями ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием заявляется, что использование систем рекуперации энергии в приводах имеет ряд значительных преимуществ: экономия потребления электроэнергии и снижение материальных затрат эксплуатирующего предприятия, уменьшение нагрузки на электрическую сеть, повышение надежности и устойчивости энергоснабжения и т.д.

В то же время, процесс рекуперации электроэнергии имеет ряд особенностей, которые необходимо учитывать при использовании устройств с рекуперативными инверторами.

Реализация системы рекуперации энергии может быть дорогостоящей. Это связано с необходимостью приобретения и установки специального оборудования, а также с проведением инженерных расчетов и настройкой системы. При этом следует учитывать ряд факторов, таких как эффективность управления и контроля процессов потребления, генерирования и рекуперации энергии в системе привода, а также возможные проблемы с перегревом или перегрузкой.



#### **1.4 Использование вентильных двигателей в системах приводов УШСН**

На текущем этапе развития систем электропривода, к электрическим двигателям предъявляются следующие требования:

- хорошие пусковые и регулировочные характеристики, удовлетворяющие назначению привода;
- повышенная надежность при невысокой стоимости обслуживания;
- высокие удельные показатели развиваемого длительного момента.

В настоящее время, с развитием полупроводниковой техники, все чаще в технологическом оборудовании нефтяных промыслов находят применение вентильные электродвигатели (ВД).

Вентильным приводом называют систему регулируемого электрического привода, включающую в себя:

- электродвигатель переменного тока, аналогичный по конструкции синхронной машине;
- вентильный преобразователь;
- устройства управления, обеспечивающие коммутацию цепей обмоток электродвигателя в зависимости от положения ротора двигателя.

Коммутация цепей обмоток электродвигателя осуществляется в зависимости от фактического положения ротора двигателя. В подавляющем большинстве случаев этот сигнал формируется датчиком положения ротора и является зависимостью взаимного положения магнитных осей ротора и статора.

Конструкция вентильного электродвигателя типовая и включает в себя статор, ротор и подшипниковые узлы ротора. В качестве приводных двигателей скважинных установок для добычи нефти в подавляющем большинстве случаев применяются ВД с ротором на постоянных магнитах.

Работа вентильного электродвигателя невозможна без электронной системы управления (ЭСУ). Упрощенная модель элементарного ВД, состоящая из одновитковой обмотки статора и ротора с постоянными

магнитами и четырьмя возможными вариантами взаимного расположения магнитных осей (рисунок 1.19) функционирует следующим образом.

Валы двигателя и датчика положения ротора расположены на единой оси. Датчик положения конструктивно включает в себя два статических чувствительных элемента ЧЭ1 и ЧЭ2. В положении I угол поворота равен  $90^\circ$ , что соответствует максимальным ЭДС и вращающему моменту. Посредством сформированного ЧЭ1 сигнала, включена пара транзисторов  $VT1-VT1'$  и ток протекает в направлении, показанном на рисунке. Значение ЭДС и вращающего момента определяются углом поворота сектора относительно ЧЭ.

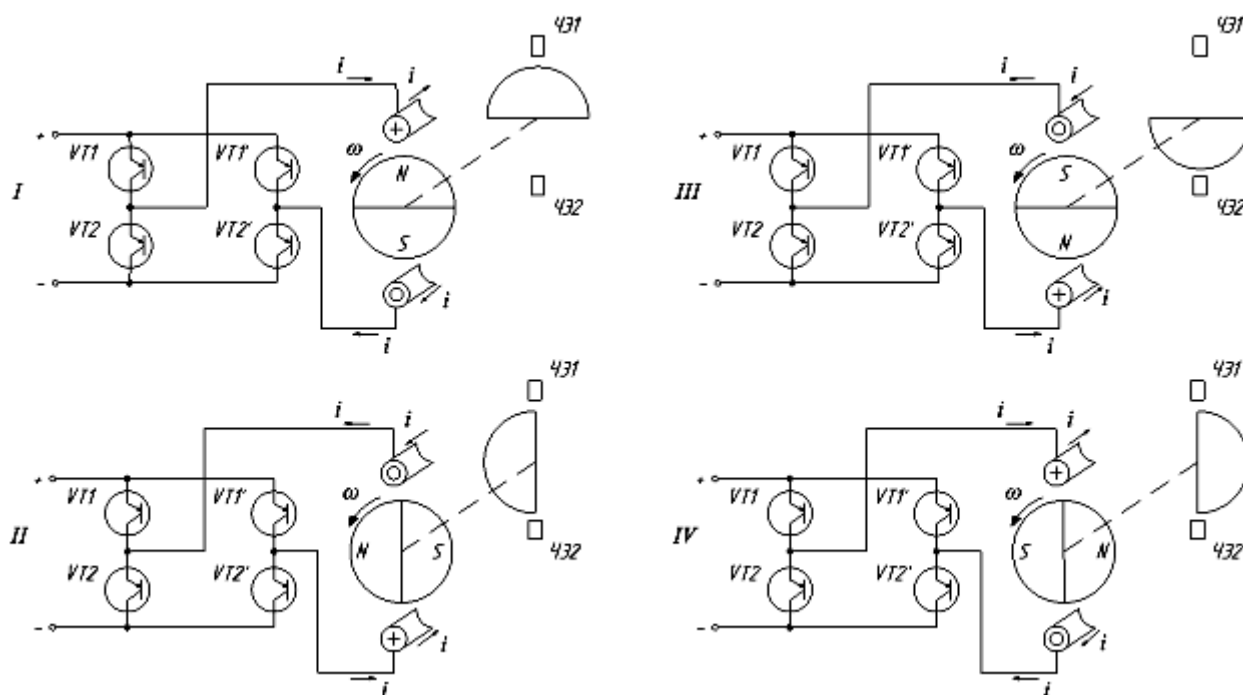


Рисунок 1.19 – Принцип действия вентильного двигателя:

I-IV – положения ротора;  $VT1, VT2, VT1', VT2'$  – транзисторы;  $i$  – направление тока;  
 $\omega$  – угловая скорость; ЧЭ1, ЧЭ2 – чувствительные элементы

В положении II пара транзисторов  $VT1-VT1'$  неактивна, а пара  $VT2-VT2'$ , в свою очередь, включена. Направление тока изменяется на противоположное – угол поворота сектора относительно ЧЭ  $180^\circ$ , что соответствует минимальным (нулевым) ЭДС и вращающему моменту.

В положении *III* – угол поворота сектора относительно ЧЭ  $270^\circ$ , что соответствует максимальным ЭДС и вращающему моменту, направление вращающего момента аналогично положению ротора *I*, в связи с изменением направление тока, которое определено включением пары транзисторов *VT2-VT2'*. В положении *IV* – угол поворота сектора относительно ЧЭ  $360^\circ$ , ЭДС и вращающий момент нулевые.

Диаграммы момента *M*, против-ЭДС *e* и тока *i* элементарного вентильного двигателя приведены на рисунке 1.20.

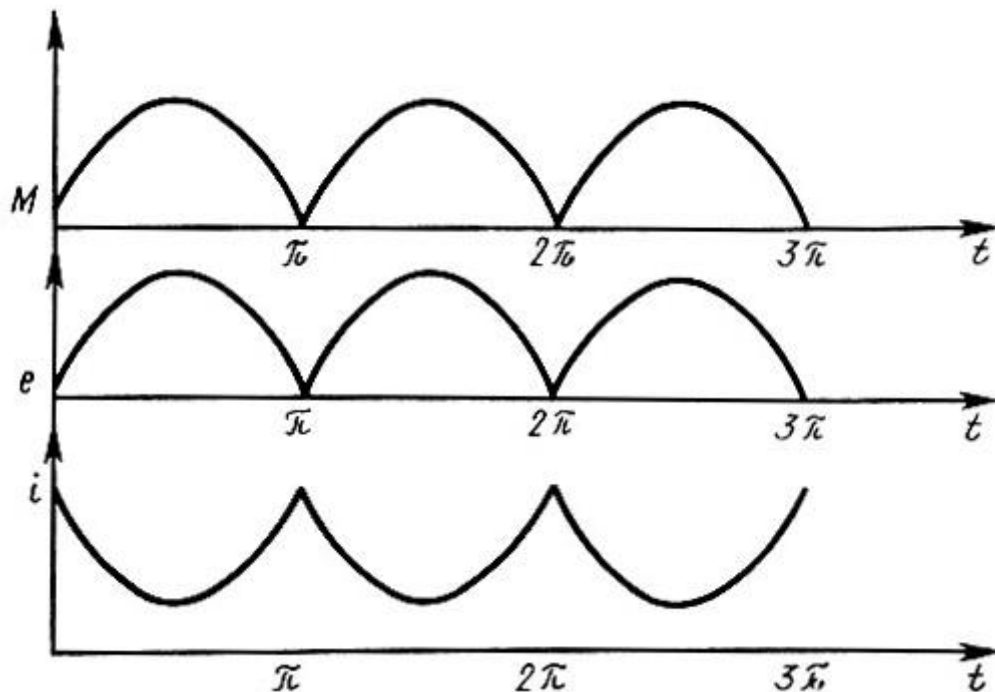


Рисунок 1.20 – Временные диаграммы элементарного вентильного двигателя:

*M* – вращающий момент; *e* – против-ЭДС; *i* – ток

Результатом анализа временных диаграмм являются следующие заключения о работе модели:

- при работе упрощенной модели элементарного ВД возможны затрудненный запуск под нагрузкой и неравномерность вращения обусловленные пульсирующим характером крутящего момента;

- низкие энергетические показатели работы модели ВД в связи с пульсирующим характером противо-ЭДС;
- пульсации кривой тока равны пусковому в своем максимальном значении.

Снижение количества и величины пульсаций момента может быть достигнуто увеличением числа секций. Типовая конструкция вентильного двигателя приведена на рисунке 1.21.

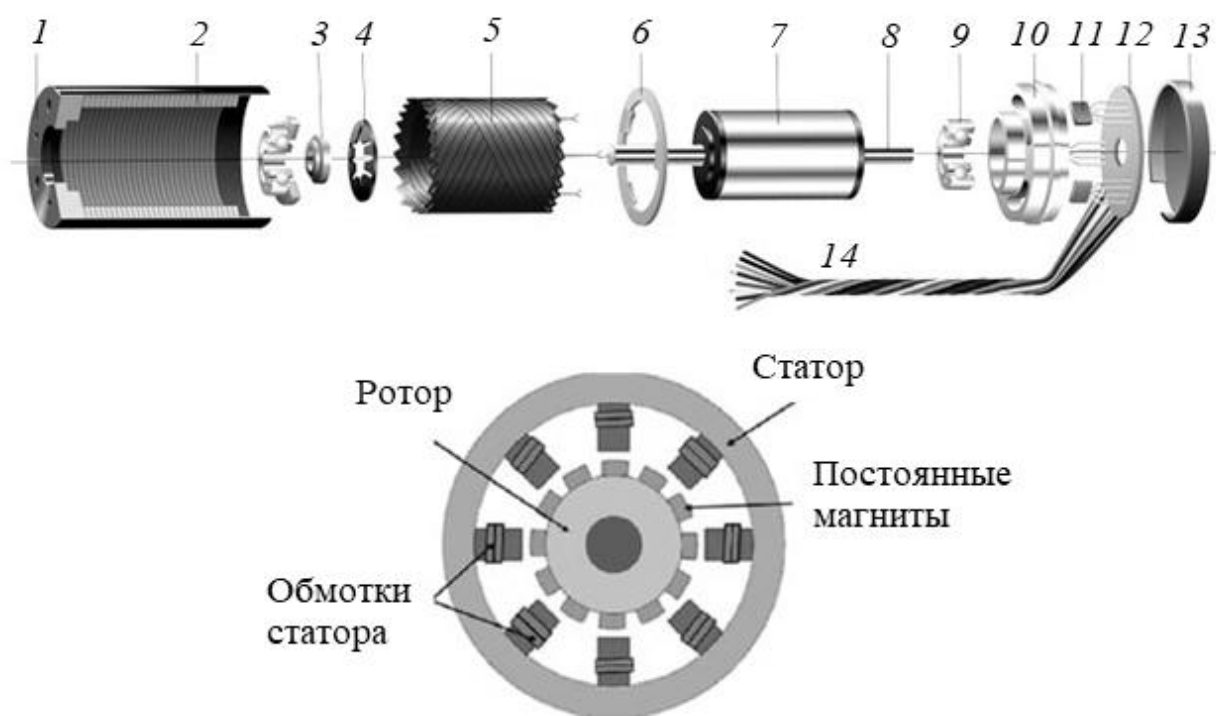


Рисунок 1.21 – Конструкция вентильного двигателя:

1 – корпус ЭД; 2 – диэлектрическая прослойка; 3 – втулка; 4 – пружина; 5 – обмотка статора; 6 – изоляционное кольцо; 7 – ротор с постоянными магнитами; 8 – вал ротора; 9 – подшипник; 10 – обойма; 11 – датчики Холла; 12 – монтажная плата; 13 – задняя крышка; 14 – жгут к ЭСУ

Структурная схема вентильного двигателя приведена на рисунке 1.22.

Управляющая электронная система обеспечивает вращение ВД путём подачи напряжения на обмотки электродвигателя. Частота управляющего напряжения не зависит от частоты напряжения питания.

Различают два основных способа управления ВД:

- управление коммутацией (6-пульсное управление);
- векторное управление.

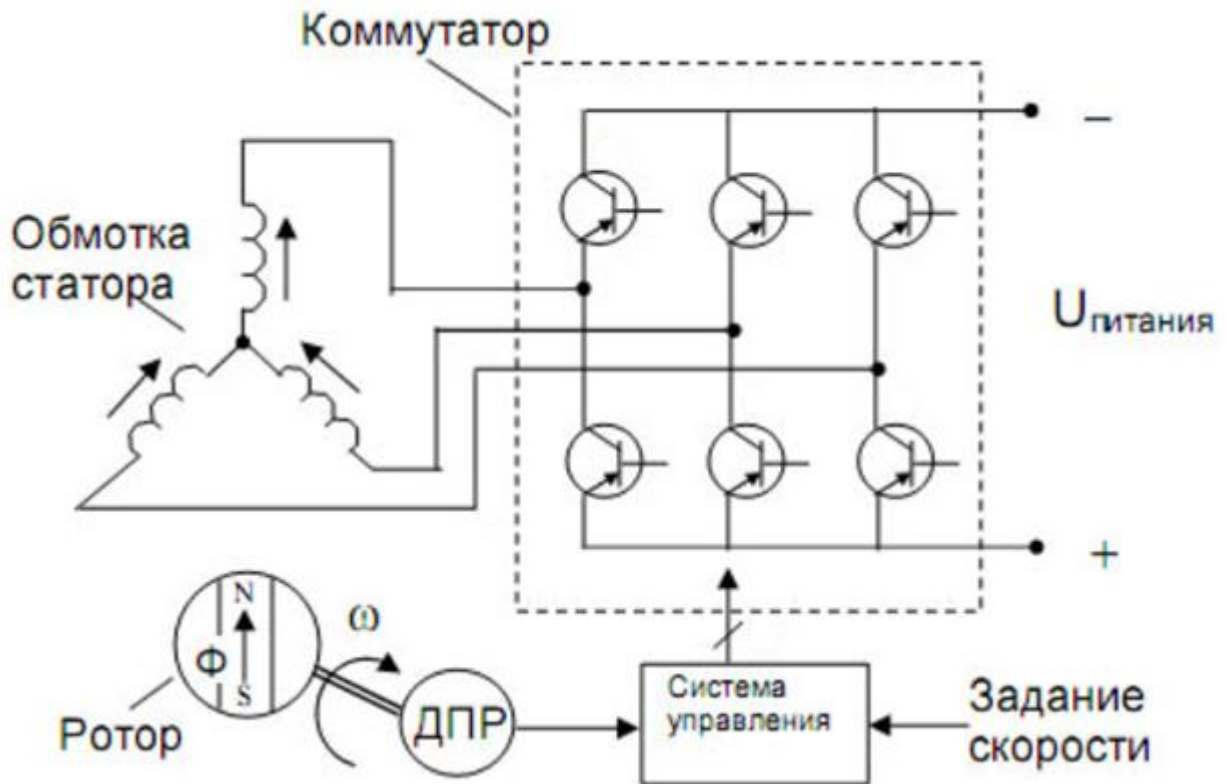


Рисунок 1.22 – Структурная схема вентильного двигателя  
(ДПР – датчик положения ротора)

Способ управления обеспечивает точное управления электродвигателем, но объем и сложность математических вычислений делает его достаточно ресурсоемким в реализации.

Положение ротора ВД определяется устройством дискретного или непрерывного типа. Датчики положения ротора (ДПР) дискретного типа формируют сигналы, определяемые фиксированными положениями ротора. Длительность сформированных сигналов соответствуют размеру угла сектора якоря ДПР.

Датчики непрерывного типа отправляют в систему управления сигналы, согласованные с определенным законом в зависимости от угла поворота ротора.

Положение ротора ВД также может определяться без применения датчиков: по значению ЭДС, наводимой в свободной фазе.

В качестве приводных двигателей на СК нашли применение ВД типа ВДПМ-СК, 11ДВМ с редукторами РП, ЦЗНШ, Ц2НШ.

Управление ЭМП с ВД осуществляется станцией управления, которая включает в себя коммутационную аппаратуру, программный логический контроллер, устройства для регулирования параметров питания ВД (например, частотный преобразователь), блок защит, контроля и индикации, устройство связи и передачи данных. Типовая структурная схема станции управления вентильным двигателем приведена на рисунке 1.23.

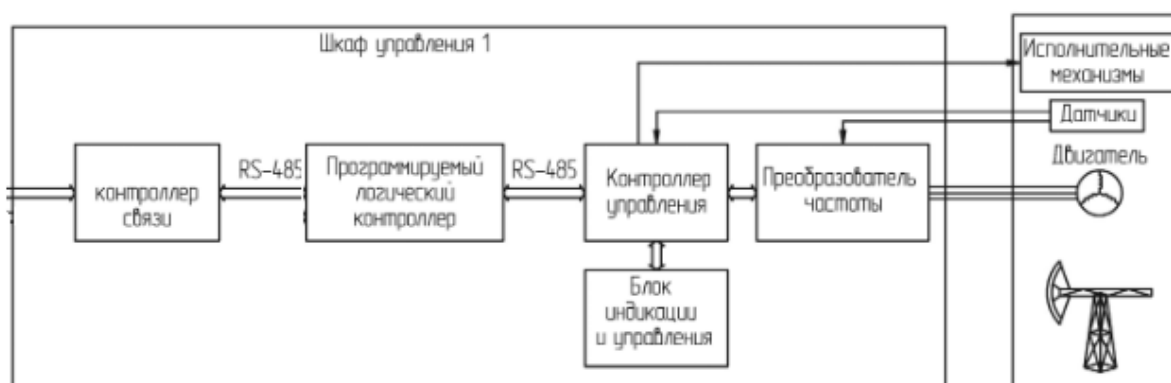


Рисунок 1.23 – Типовая структурная схема станции управления вентильным двигателем.

Особенности ВД, определяющие преимущества их применения в приводах УШСН:

- электрические потери в роторе отсутствуют;
- абсолютно жесткая механическая характеристика;
- кратковременная перегрузочная способность по моменту более 5;
- высокое быстродействие;
- высокие КПД и коэффициент мощности;
- низкая чувствительность к изменению нагрузки;
- пониженное энергопотребление, обусловленное минимальными значениями токов рабочих и холостого хода;

- возможность реализации различных законов регулирования с большим диапазоном регулирования скорости;
- минимальные массогабаритные характеристики;
- увеличенный срок службы с наработкой на отказ более 10 тыс. часов;
- высокий поток возбуждения при низкой индуктивности цепи якоря обуславливают эффективную работу с переменными нагрузками.

Все это повышает КПД электрооборудования УШСН и уменьшает потребление электроэнергии [35].

К основным недостаткам ВД можно отнести сложность обслуживания, высокие затраты на изготовление электронных систем управления и использование дорогостоящих постоянных магнитов в конструкции электродвигателя. В то же время, применение ВД позволяет уменьшить габариты электродвигателя, а также существенно снизить потери электроэнергии, то есть повысить энергоэффективность привода.

### **1.5 Анализ статистики отказов приводов штанговых скважинных насосных установок**

Конструктивная схема УШСН представляет собой систему с независимыми элементами, работающими до первого отказа. В ней также присутствуют элементы, отказ которых не приводит к отказу всей установки, но, вместе с тем, обуславливает ухудшение условий работы других элементов, что проявляется в уменьшении времени их наработки на отказ.

Анализ статистических данных о надежности систем приводов УШСН выполняется с целью определения наиболее «критичных» элементов, разработки рекомендаций по улучшению конструкций и режимов их работы, выявления и устранения причин аварий.

По данным специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» наиболее частой причиной аварийных отказов ЭМП (балансирных СК) является следующее (рисунок 1.24):

– усталость металла – около 70 % от общего числа аварий, этот показатель связан с полной, либо близкой к полной выработке ресурса станка-качалки;

– превышение нагрузки вследствие срыва нормативных режимов – около 15 % (при эксплуатации балансирных СК, как правило, не осуществляется непрерывный мониторинг нагруженности приводов);

– механический износ зубчатых колес редукторов – 8 %;

– несвоевременное выполнение ремонтов и работ по техническому обслуживанию СК согласно регламенту – 5 %;

– брак оборудования – 3 %.

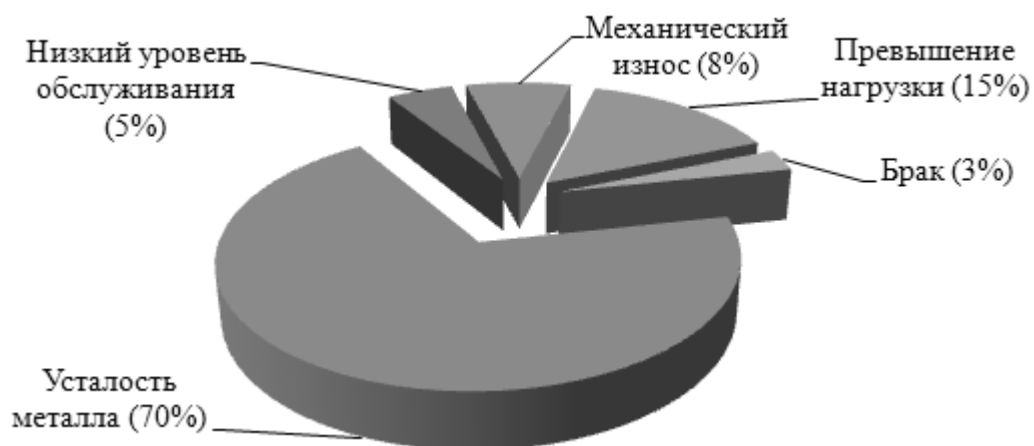


Рисунок 1.24 – Причины отказов ЭМП УШСН – балансирных СК

По результатам анализа статистики аварийных отказов балансирных СК выявлены следующие часто выходящие из строя узлы: (рисунок 1.25):

– палец кривошипа (разрушение) – 33 %;

– шатун (обрыв) – 17 %;

– редуктор – 17 %;

– выход пальца из кривошипа – 8 %;

– обрыв головки балансира – 8 %.

На остальные отказы балансирных СК приходится менее 5 % от общего количества отказов [74].



Анализ представленной информации показывает, что отказы балансирующих СК происходят, большей частью, по причине общей изношенности парка оборудования. ЭМП эксплуатируются на скважинах более нормативных сроков, что обуславливает увеличение частоты ремонтно-восстановительных работ с соответствующим повышением затрат на процесс нефтедобычи.

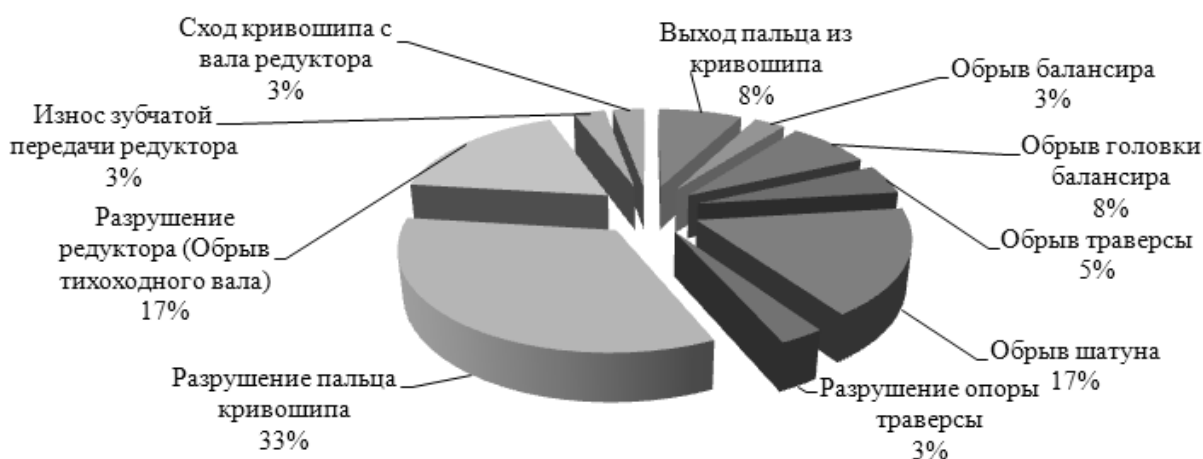


Рисунок 1.25 – Распределение отказов балансирующих СК по «критическим» узлам

Межремонтный цикл ЭГП УШСН более чем в 2 раза короче, по сравнению с ЭМП: время эксплуатации ЭГП до капитального ремонта составляет 7...8 лет, для балансирующих СК аналогичный показатель составляет 15...20 лет.

Анализ статистических данных (рисунок 1.26), предоставленных сотрудниками ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», показывает, что около 60 % отказов ЭГП УШСН приходится на гидроаппаратуру и элементы силовой гидропередачи; 17 % отказов обусловлены выходом из строя приводных электродвигателей насосных станций и силовой электроаппаратуры; свыше 16 % отказов приходится на контрольно-измерительные приборы и средства автоматического контроля (КИПиА) параметров работы ЭГП УШСН; свыше 9 % отказов связаны с разрушением подшипниковых узлов, выходом из строя

соединительных муфт, нарушением центровки опоры привода (отказы механической части).

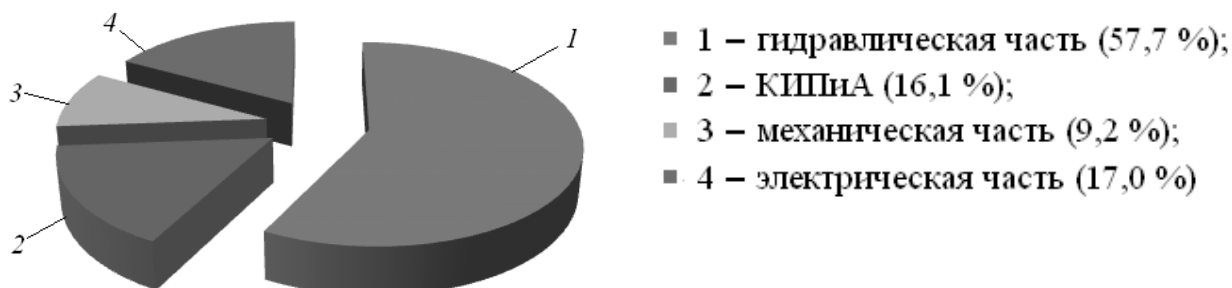


Рисунок 1.26 – Причины отказов ЭГП УШСН

Наиболее распространенной причиной отказов гидравлической части ЭГП являются выходы из строя аксиально-поршневых насосов силовой гидропередачи. На их долю приходится более 41 % всех отказов гидравлической части (рисунок 1.27). Особенно острой данная проблема является для приводов с электродинамическим уравниванием.



Рисунок 1.27 – Распределение отказов по узлам гидравлической части ЭГП УШСН

Низкое качество рабочей жидкости определяет высокую частоту выходов из строя силовых гидроцилиндров и их уплотнений – по данной причине происходит свыше 40 % отказов ЭГП УШСН. Загрязнение рабочей жидкости в силовой гидропередаче обусловлено контактом штока гидроцилиндра со скважинной жидкостью (при монтаже силового гидроцилиндра непосредственно на устье скважины) и попаданием под

уплотнения штока частиц механических примесей. Расцентровка силовых гидроцилиндров относительно устья скважины также приводит к ускоренному износу уплотнений штока и сальников устьевого арматуры, а также деформации штоков силовых гидроцилиндров.

Следствием расцентровки опоры ЭГП являются и отказы датчиков положения штока силового гидроцилиндра (рисунок 1.28). Нарушения работоспособности датчиков положения штока являются причиной около 62 % отказов КИПиА ЭГП УШСН.

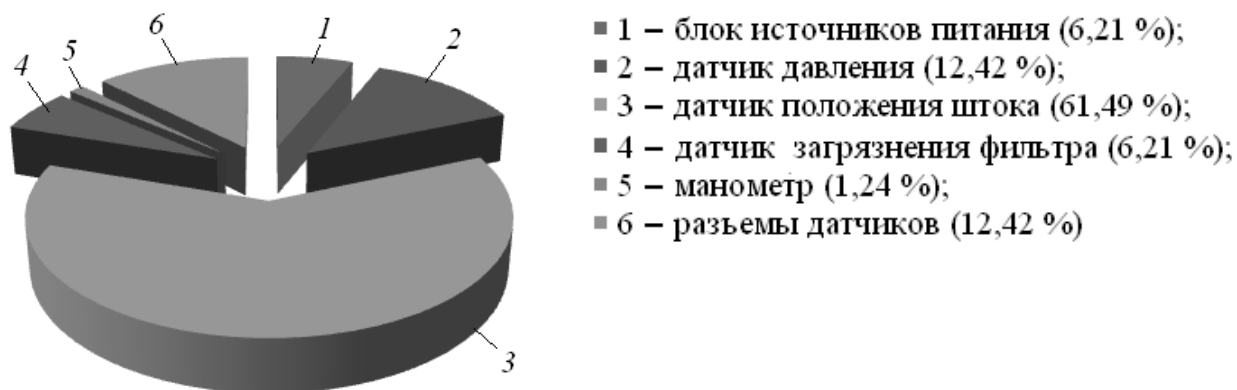


Рисунок 1.28 – Распределение отказов КИПиА ЭГП УШСН

Среди частых причин нарушения работоспособности глубинно-насосного оборудования УШСН можно отметить обрывы штанг, дефекты клапанов, а также коррозионные и абразивные повреждения рабочих поверхностей плунжеров и цилиндров скважинных насосов.

Нарушение работоспособности систем приводов УШСН обуславливает возникновение простоев и уменьшение времени производительной работы насосной установки. Как следствие, снижается эффективность функционирования УШСН, увеличиваются материальные потери нефтедобывающего предприятия вследствие недополученной прибыли. Таким образом, наряду с увеличением энергоэффективности функционирования приводов УШСН, актуальными являются задачи обеспечения их надежной и безаварийной работы.

## 1.6 Выводы по главе 1

На основании анализа конструктивных особенностей УШСН, режимов их работы и условий функционирования сделаны следующие выводы.

1. Повышение энергоэффективности функционирования УШСН по критерию удельных затрат энергии на добычу скважинной жидкости на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки, и при эксплуатации малодебитных и осложненных скважин возможно посредством обеспечения лучших условий работы глубинно-насосного оборудования, что достигается внедрением автоматизированных приводов с широкими диапазонами бесступенчатого регулирования режимных параметров.

2. Практически полное исчерпание возможностей для модернизации конструкций традиционных ЭМП с асинхронными электродвигателями с целью повышения эффективности функционирования УШСН в осложненных условиях эксплуатации обуславливает необходимость разработки и внедрения перспективных приводов, обеспечивающих рациональные режимные параметры работы насосной установки при сниженных удельных затратах энергии на подъем пластовой продукции.

3. Внедрение ЭПП УШСН на нефтяных промыслах России признаётся перспективным, однако сдерживается их недостаточной энергоэффективностью и надёжностью, что обусловлено, в первую очередь, несовершенством применяемых способов уравнивания и сложностью конструкции силовых гидропередач.

4. В конструкциях систем приводов УШСН перспективным является использование вентильных двигателей, обеспечивающих широкие диапазоны регулирования частоты вращения приводного вала и снижение потерь энергии.

5. Совершенствование конструкций и режимов работы систем приводов УШСН с целью повышения энергоэффективности их функционирования возможно посредством анализа величин и характера изменения нагрузок, действующих на приводы УШСН в реальных условиях эксплуатации.

6. Наиболее распространенными отказами ЭГП УШСН, эксплуатирующихся на нефтепромыслах России, являются выход из строя силовых гидроцилиндров и их уплотнений (до 43 %), отказы гидронасосов маслостанций (до 41 %). Преобладающей причиной нарушения работоспособности гидроцилиндров является расцентровка мачты-опоры, нарушение её положения относительно устья скважины. Причиной второй группы отказов является высокая динамическая нагруженность насосов и мотор-насосов, применяемых в ЭГП УШСН с динамическим уравниванием.

**Цель работы.** Повышение энергоэффективности функционирования систем приводов УШСН при скважинной добыче нефти.

#### **Задачи исследования**

1. Анализ структурных особенностей электротехнических систем приводов УШСН, режимов и условий их работы.

2. Теоретические исследования процесса формирования нагрузок на приводы УШСН.

3. Разработка методики сравнительной оценки энергоэффективности функционирования электротехнических систем приводов УШСН в условиях нефтяных промыслов.

4. Экспериментальные исследования процесса формирования нагрузок и энергопотребления при функционировании систем приводов УШСН.

5. Обоснование технических решений повышения энергоэффективности функционирования электротехнических систем приводов УШСН при скважинной добыче нефти.

## ГЛАВА 2 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА ФОРМИРОВАНИЯ НАГРУЗОК И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ ПРИВОДОВ УШСН

### 2.1 Анализ кинематических параметров систем приводов УШСН

Под режимом работы системы привода УШСН принято понимать порядок чередования периодов, характеризуемых величиной, длительностью и характером изменения нагрузки при работе, частотой пусков и остановов, временными показателями производительной работы и пауз. Рациональный выбор режима работы системы привода определяет эффективность использования насосной установки по критерию обеспечения минимальных удельных затрат энергии на подъем пластовой жидкости из скважины в конкретных условиях эксплуатации.

Определение достоверных законов изменения перемещения, скорости и ускорения ТПКШ УШСН, оснащенной балансирным СК, сводится к тригонометрическим преобразованиям или графическим построениям положений механизма, планов скоростей и ускорений для различных углов поворота кривошипа (рисунок 2.1).

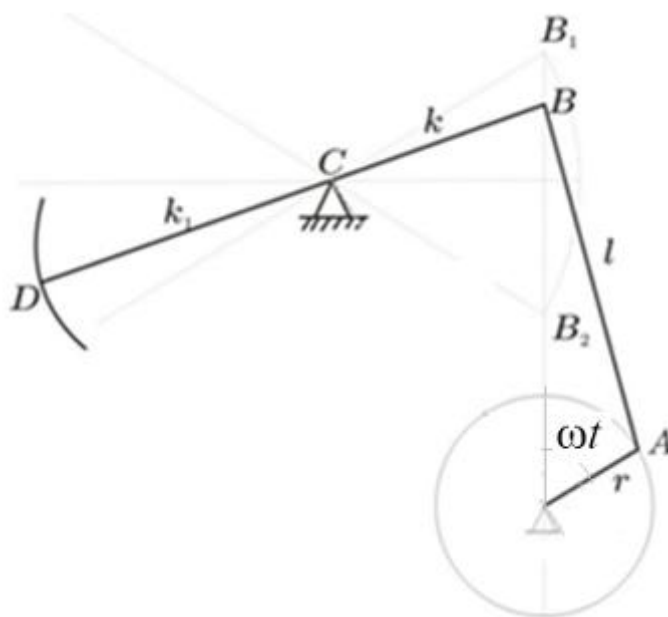


Рисунок 2.1 – Кинематическая схема силового механического привода СК

Для определения законов движения элементов балансира СК могут быть применены три известные методики, отличающиеся подходом к анализу работы механизмов и принимаемыми допущениями [6, 19, 32].

Элементарная теория, согласно которой изменения перемещения, скорости и ускорения ТПКШ подчиняются простым гармоническим законам, основывается на следующих допущениях: механическая передача ЭМП рассматривается как обычный кривошипно-шатунный преобразующий механизм, т.е.  $r/l \rightarrow 0$ ;  $r/k \rightarrow 0$ . Следовательно, точка  $B$  перемещается по прямой  $B_1-B_2$ . Таким образом, закон перемещения точки  $B$ , также как и точки подвеса штанг  $D$  возможно определить с помощью теории кривошипно-шатунного механизма.

Основой приближенной методики является допущение, что  $r/k \rightarrow 0$ , траектория перемещения точки  $B$  прямая, при этом учитывается соотношение  $r/l$ . Перемещение  $S$ , скорость  $V$  и ускорение  $a$  точки подвеса колонны насосных штанг  $D$ , определяемые по «приближенной» методике, рассчитываются по формулам (2.1), (2.2) и (2.3) соответственно

$$S = \frac{k_1}{k} r \left[ (1 - \cos \omega t) + \frac{r^2}{2l} \sin \omega t \right]; \quad (2.1)$$

$$V = \frac{k_1}{k} \omega r \left[ \sin \omega t + \frac{r}{2l} \sin 2\omega t \right]; \quad (2.2)$$

$$a = \frac{k_1}{k} \omega^2 r \left[ \cos \omega t + \frac{r}{l} \cos 2\omega t \right], \quad (2.3)$$

где  $k_1$ ,  $k$  – длина переднего и заднего плеч балансира, м;  $r$  – радиус кривошипа, м;  $\omega$  – угловая скорость вращения кривошипа, рад/с;  $l$  – длина шатуна, м;  $t$  – время, с.

Угол между  $\varphi$  радиусом кривошипа и направлением неподвижного звена  $p$  рассчитывается по формуле (2.4)

$$\varphi = \omega t. \quad (2.4)$$

«Точная» методика исключает все допущения кроме одного: мгновенная угловая скорость вращения кривошипа постоянна и неизменна в течение всего двойного хода ТПКШ, когда фактически эта скорость меняется в небольших пределах. Данное допущение является общим для всех трех методик. «Точная» методика в соответствии с рисунком 2.1, определяет перемещение ТПКШ по формуле (2.5)

$$S = k_1 \left[ \arctan \frac{\sin \varphi}{p/r + \cos \varphi} + \arctan \frac{\sqrt{1 - (A - B \cos \varphi)^2}}{k/l - (A - B \cos \varphi)} - \arccos \frac{k^2 + p^2 - (l - r)^2}{2kp} \right], \quad (2.5)$$

где  $p$  – наименьшее расстояние между центрами качания балансира и вращения кривошипа, м;  $A$  и  $B$  – конструктивные параметры, рассчитываемые, соответственно, по формулам (2.6) и (2.7)

$$A = 0,5(l^2 + k^2 - r^2 - p^2) / lk; \quad (2.6)$$

$$B = rp / lk. \quad (2.7)$$

В соответствие с приведенными зависимостями, автором разработана математическая модель в программной среде *MathCAD* (Приложение А) и выполнен расчет кинематических и силовых параметров работы ЭГП и ЭМП УШСН применительно к исходным данным, представленным в таблицах 2.1 и 2.2.

Таблица 2.1 – Параметры балансирного СК

Параметр	Ед. измерения	Значение
Длина переднего плеча балансира	м	4,5
Длина заднего плеча балансира	м	3,5
Длина шатуна	м	4,08
Радиус кривошипа	м	1,22
Длина хода штока	м	3,16
Частота качаний	мин <sup>-1</sup>	5,6



Таблица 2.2 – Технические характеристики моделируемой системы «УШСН-скважина»

Параметр	Ед. измерения	Значение
Глубина подвески насоса	м	1500
Заглубление насоса под динамический уровень	м	500
Плотность скважинной жидкости	кг/м <sup>3</sup>	970
Диаметр насосных штанг	мм	29
Внутренний диаметр НКТ	мм	59
Диаметр плунжера скважинного насоса	мм	50

Движение ТПКШ УШСН, оснащенной традиционным ЭМП, характеризуется практически непрерывным изменением ускорений и скоростей. При отсутствии или незначительной величине дезаксиала преобразующей передачи балансирного СК, подъем и опускание полированного штока осуществляются за равные промежутки времени (рисунок 2.2, *а*).

При работе ЭГП циклограмма движения ТПКШ задаётся искусственно, посредством регулирования параметров работы силовой гидропередачи. При этом достаточно просто реализовать, например, медленный подъем штока (и соединенного с ним посредством колонны штанг плунжера скважинного насоса) и быстрое опускание (см. рисунок 2.2, *а*, поз. *1*). Таким образом, время рабочего цикла на подъем и опускание ТПКШ остаётся неизменным, а условия заполнения скважинного насоса улучшаются, что обуславливает повышение производительности УШСН до 3...5 % [35, 36].

Выполним описание циклограммы перемещения ТПКШ ЭГП (см. рисунок 2.2, *б*). В начальный период штанг вверх *1* (из крайнего нижнего положения) движение полированного штока является равноускоренным, при этом насосные штанги упруго деформируются, после чего плунжер скважинного насоса начинает перемещаться вверх.

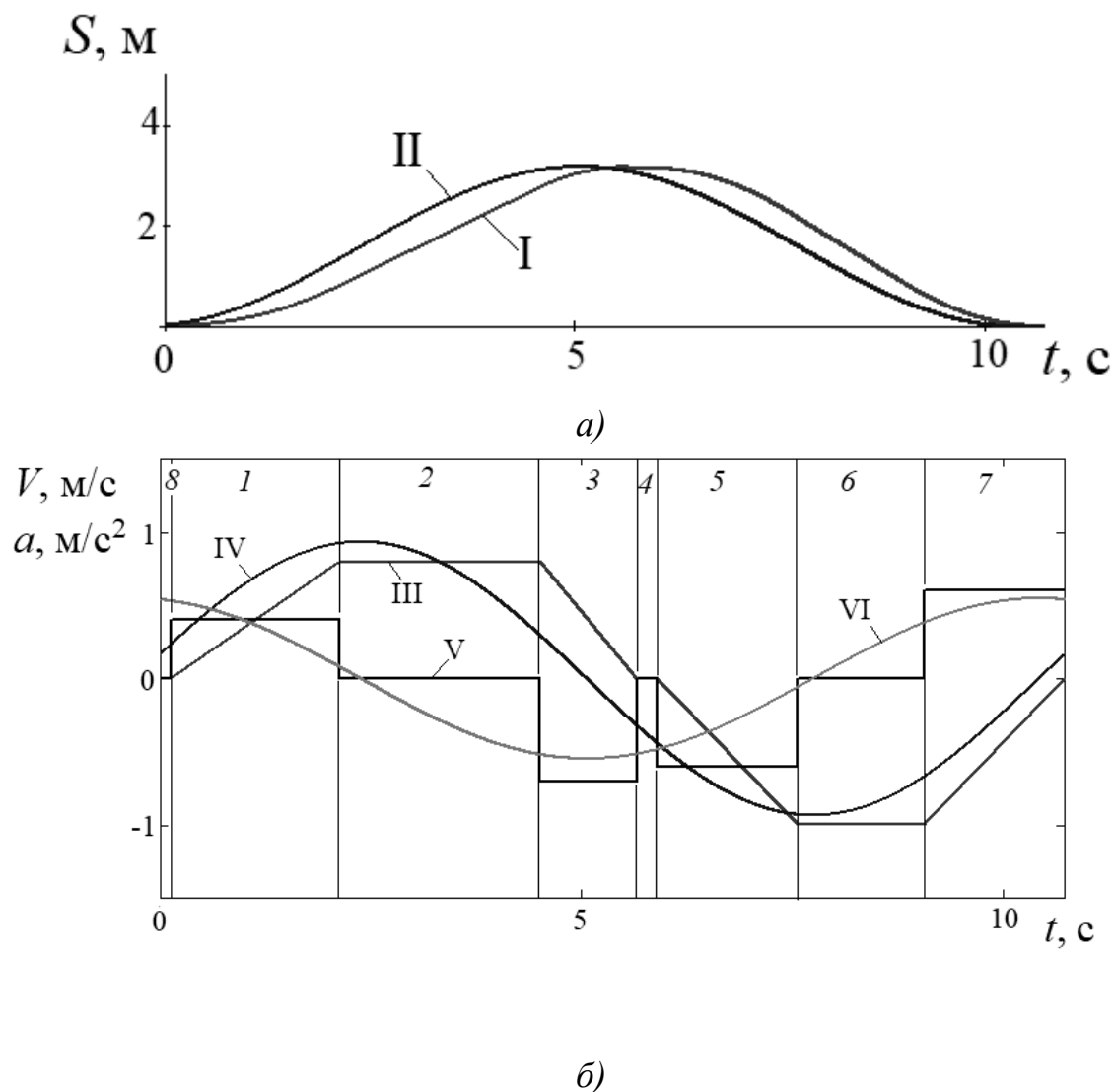


Рисунок 2.2 – Циклограмма движения точки подвеса колонны насосных штанг УШСН с ЭГП и ЭМП ( $S = 3,16$  м;  $n = 5,6$  мин<sup>-1</sup>):  $a$  – перемещение;  $b$  – скорость и ускорение; I, III, V – изменение перемещения, скорости и ускорения ТПКШ ЭГП соответственно; II, IV, VI – изменение перемещения, скорости и ускорения ТПКШ ЭМП соответственно

Время разгона ТПКШ  $t_1$  (с) до максимальной скорости рассчитывается по формуле (2.8)

$$t_1 = V_{в.макс} / a_1, \quad (2.8)$$

где  $V_{в.макс}$  – максимальная скорость движения штока вверх, м/с;  $a_1$  – ускорение точки подвеса колонны штанг при движении вверх, м/с<sup>2</sup>.

В период разгона штока расход жидкости, поступающей в силовой цилиндр ЭГП УШСН, меньше подачи силового насоса вследствие неполного

открытия окон управляющих распределителей. Величина перемещения точки подвеса колонны штанг  $S_1$  (м) на участке 1 рассчитывается по формуле (2.9)

$$S_1 = a_1 t_1^2 / 2. \quad (2.9)$$

При увеличении скорости ТПКШ до максимального значения  $V_{в.макс}$  начинается фаза движения 2, характеризующаяся скоростью  $V_{в.макс} \rightarrow const$  и ускорением  $a_2 \rightarrow 0$ . Некоторое изменение указанных параметров в процессе фазы 2 и замедление точки подвеса колонны штанг может быть обусловлено постепенным расходом энергии уравнивающего устройства, например, при пневматическом или инерционном уравнивании.

Таким образом, применительно к ЭГП УШСН справедливо утверждение, что режим движения ТПКШ оценивается как квазиустановившийся, то есть такой, при котором скорость перемещения в фазе 2 изменяется в пределах 10 % от максимального значения.

Время движения ТПКШ ЭГП с постоянной скоростью  $t_2$  (с) в первом приближении определяется выражением (2.10)

$$t_2 = [S - (V_{в.макс} / 2a_1) - (V_{в.макс} / 2a_3)] V_{макс}^{-1}, \quad (2.10)$$

где  $S$  – суммарная величина перемещения ТПКШ (ход штока силового гидроцилиндра ЭГП), м;  $a_3$  – замедление ТПКШ при движении вверх, м/с<sup>2</sup>.

Тогда величина перемещения ТПКШ  $S_2$  (м) на участке 2 рассчитывается по формуле (2.11)

$$S_2 = V_{в.макс} t_2. \quad (2.11)$$

При приближении поршня силового гидроцилиндра к крайней верхней точке срабатывает реверсирующее устройство гидропередачи системы ЭГП. Длительность  $t_3$  (с) периода и величина участка  $S_3$  (м) торможения поршня 3 рассчитываются по формулам (2.12) и (2.13)

$$t_3 = V_{в.макс} / a_3; \quad (2.12)$$

$$S_3 = a_3 t_3^2 / 2, \quad (2.13)$$

где  $a_3$  – замедление точки подвеса колонны штанг при движении вверх, м/с<sup>2</sup>.

После полной остановки поршня силового гидроцилиндра ЭГП УШСН в верхнем положении следует пауза (период 4), соответствующая переключению управляющего распределителя гидropередачи.

Период 5 соответствует ускоренному движению ТПКШ вниз. При этом энергия приводного электродвигателя запасается уравнивающим устройством, либо рекуперируется в сеть нефтепромысла. Изменения режимов работы агрегатов при электродинамическом уравнивании ЭГП обуславливают возникновение ударов на приводных валах, что влечет за собой снижение наработки данных узлов.

При достижении ТПКШ максимальной скорости движения вниз  $V_{н.маx}$  начинается фаза движения 6. Значение параметра  $V_{н.маx} \rightarrow const$ , а его изменение определяется конструктивными особенностями и характером работы уравнивающего устройства ЭГП.

Период 7 соответствует замедлению штока силового цилиндра ЭГП при движении ТПКШ вниз. Длительность периода 7 целесообразно сократить до минимума, так как в это время зачастую происходит нерациональное расходование энергии уравнивающего устройства [53].

Длительность периодов 5...7 и величина перемещений ТПКШ за время данных периодов рассчитывается аналогично (2.8)–(2.13).

Движение вниз колонны насосных штанг завершается паузой (период 8). При этом поршень силового гидроцилиндра остается без движения, а силовой насос гидropередачи перекачивает рабочую жидкость обратно в бак насосной станции. Приводной электродвигатель работает в режиме холостого хода. Увеличение длительности периодов 4 и 8 негативно сказывается на энергоэффективности функционирования большинства типов ЭГП УШСН [50, 52]. Кинематические параметры и выбранный способ уравнивания ЭГП определяют величину и характер изменения нагрузок элементов привода, насосных штанг, узлов скважинного насоса, а, следовательно, энергоэффективность функционирования УШСН.

## 2.2 Анализ нагрузок систем приводов УШСН

ТПКШ в процессе работы системы привода УШСН испытывает действие таких нагрузок:

### 1. Постоянные (статические) нагрузки:

- вес колонны насосных штанг в скважинной жидкости  $G_{ш}$ ;
- гидростатическая нагрузка  $G_{ж}$  обусловленная разностью давлений жидкости над и под плунжером насоса.

### 2. Переменные нагрузки:

- инерционные нагрузки  $G_{и.в}$  и  $G_{и.н}$  при движении плунжера насоса вверх и вниз соответственно;
- вибрационная нагрузка  $G_{виб}$ ;
- силы трения, возникающие из-за взаимодействия перемещающейся колонны штанг с НКТ (механическое трение)  $G_{тр.м}$ , сопротивления пластовой жидкости колонны штанг при их обтекании (гидравлическое трение)  $G_{тр.г}$ , взаимодействия конструктивных элементов скважинного насоса  $G_{тр.пл}$ , перепада давления в клапанах насоса, вызываемого гидравлическим сопротивлением,  $G_{кл.в}$  и  $G_{кл.н}$  при движении плунжера насоса вверх и вниз соответственно.

Усилия в ТПКШ при ходе плунжера скважинного насоса вверх  $G_{в}$  и ходе вниз  $G_{н}$  рассчитываются по формулам (2.14) и (2.15):

$$G_{в} = G_{ш} + G_{ж} + G_{и.в} + G_{виб} + G_{тр.м} + G_{тр.г} + G_{тр.пл} + G_{кл.в}; \quad (2.14)$$

$$G_{н} = G_{ш} - (G_{и.н} + G_{виб} + G_{тр.м} + G_{тр.г} + G_{тр.пл} + G_{кл.н}). \quad (2.15)$$

При работе скважинного насоса также возникают деформации НКТ и насосных штанг, которые определяются особенностями приложения к ним нагрузки в различные периоды цикла работы насоса [49, 80, 93].

Вес колонны насосных штанг в жидкости  $G_{ш}$  определяется выражением (2.16)

$$G_{ш} = (\rho_{ст} - \rho_{ж}) f_{ш} L, \quad (2.16)$$

где  $\rho_{ст}$  – плотность материала насосных штанг,  $\text{кг/м}^3$ ;  $\rho_{ж}$  – плотность скважинной жидкости,  $\text{кг/м}^3$ ;  $f_{ш}$  – площадь поперечного сечения насосных штанг,  $\text{м}^2$ ;  $L$  – глубина подвески насоса, м.

Вес столба жидкости  $G_{ж}$  рассчитывается по формуле (2.17)

$$G_{ж} = F_{п} \rho_{ж} (L - h), \quad (2.17)$$

где  $h$  – глубина погружения штангового скважинного насоса под динамический уровень, м.

Действие инерционной составляющей усилия при неустановившемся движении колонны насосных штанг в точке их подвеса рассчитывается по формуле (2.18)

$$G_{и} = \int_0^L q a(l) dl, \quad (2.18)$$

где  $a(l)$  – ускорение элементарного участка колонны штанг длиной  $dl$ , находящейся на расстоянии  $l$  от ТПКШ,  $\text{м/с}^2$ ;  $q$  – средняя линейная масса колонны насосных штанг,  $\text{кг/м}$ .

Выражение (2.18) может быть преобразовано к виду (2.19)

$$G_{и} = 0,5l q a_{ср}, \quad (2.19)$$

где  $a_{ср}$  – среднее ускорение колонны,  $\text{м/с}^2$ , рассчитываемое по формуле (2.20)

$$a_{ср} = \frac{1}{L} \int_0^L a(l) dl. \quad (2.20)$$

Сила трения  $G_{тр.м}$ , возникающая в результате взаимодействия движущейся колонны штанг с НКТ и зависящая от массы колонны, коэффициента трения и ряда других факторов, в общем виде определяется выражением (2.21)

$$G_{тр.м} = \int_0^L \xi_{ш}(l) q g dl, \quad (2.21)$$

где  $\xi_{ш}(l)$  – коэффициент трения.

Величина гидродинамической составляющей трения  $G_{\text{тр.г}}$ , зависящей от скорости перемещения насосных штанг относительно жидкости и вязкости этой жидкости, в общем виде, определяется выражением (2.22)

$$G_{\text{тр.г}} = k_{\text{тр}} \mu_{\text{ж}} V^2 f_{\text{ш}} \quad (2.22)$$

где  $k_{\text{тр}}$  – коэффициент трения;  $\mu_{\text{ж}}$  – вязкость жидкости, сСт;  $V$  – скорость перемещения ТПКШ, м/с [93].

Вибрационные составляющие усилий определяются напряжениями, возникающими в поперечных сечениях насосных штанг при собственных колебаниях. В работе [51] установлено, что вибрационная нагрузка  $G_{\text{виб}}$  может быть определена выражением (2.23)

$$G_{\text{виб}} = \sum G_{mi} \exp(-a_i t) \sin(k_{mi} t), \quad (2.23)$$

где  $G_{mi}$  – максимальное значение составляющей усилия для  $i$ -й гармоники, Н;  $a_i$  – декремент затухания колебаний;  $k_{mi}$  – частота колебания  $i$ -й гармоники.

Как указывалось в п. 1.1, длина хода плунжера скважинного насоса относительно цилиндра меньше хода ТПКШ на величину упругих удлинений штанг и НКТ (2.24)

$$S_{\text{пл}} = S_0 - (\lambda_{\text{ш}} + \lambda_{\text{т}}), \quad (2.24)$$

где  $S_{\text{пл}}$  – длина хода плунжера скважинного насоса, м;  $\lambda_{\text{ш}}$  и  $\lambda_{\text{т}}$  – величины потерь хода плунжера скважинного насоса УШСН вследствие упругой деформации насосных штанг и НКТ соответственно, м, рассчитываются по формулам (2.25) и (2.26)

$$\lambda_{\text{ш}} = G_{\text{ж}} L / E f_{\text{ш}}; \quad (2.25)$$

$$\lambda_{\text{т}} = G_{\text{ж}} L / E f_{\text{т}}; \quad (2.26)$$

где  $f_{\text{т}}$  – площадь поперечного сечения тела насосных труб, м<sup>2</sup>;  $E$  – модуль упругости материала штанг и труб (стали),  $E = 2,1 \cdot 10^{11}$  Па.

Полная суммарная деформация насосных штанг и НКТ под действием веса столба жидкости и величина потерь хода плунжера скважинного насоса рассчитывается по формуле (2.27)

$$\lambda_{\text{шт}} = \lambda_{\text{шт}} + \lambda_{\text{т}} = \frac{G_{\text{ж}} L}{E} \left( \frac{1}{f_{\text{шт}}} + \frac{1}{f_{\text{т}}} \right). \quad (2.27)$$

Из выражения (2.14) следует, что нагрузка от веса столба жидкости, вызывающая деформацию штанг и НКТ на величину  $\lambda_{\text{шт}}$  определяется выражением (2.28)

$$G_{\text{ж}}(\lambda_{\text{шт}}) = \frac{\lambda_{\text{шт}} E}{L \left( \frac{1}{f_{\text{шт}}} + \frac{1}{f_{\text{т}}} \right)}. \quad (2.28)$$

Таким образом, ТПКШ в период деформации штанг и НКТ  $G_{\lambda}(t)$  при движении штока силового гидроцилиндра вверх испытывает нагрузку, которая определяется выражением (2.29)

$$G_{\lambda}(t) = G_{\text{шт}} + \frac{S_0(t)E}{L \left( \frac{1}{f_{\text{шт}}} + \frac{1}{f_{\text{т}}} \right)}. \quad (2.29)$$

С учетом сил инерции, возникающих при ускоренном движении ТПКШ, колонны штанг и столба жидкости при подъеме, выражение для определения нагрузок в ТПКШ примет вид (2.30)

$$G_{\lambda}(t) = G_{\text{шт}} + \frac{S_0(t)E}{L \left( \frac{1}{f_{\text{шт}}} + \frac{1}{f_{\text{т}}} \right)} + \frac{Lqa(t)}{2}. \quad (2.30)$$

При ходе штанг вниз без учета силы инерции в начале хода нагрузка в ТПКШ равна  $G_{\lambda}(t) = G_{\text{шт}} + G_{\text{ж}}$ , при этом происходит открытие нагнетательного клапана на плунжере и закрытие впускного клапана насоса. Колонна насосных штанг разгружается от веса жидкости, вес которой переносится на НКТ. Происходит обратная деформация колонны штанг и НКТ, после которой нагрузка в точке подвеса штанг становится равной весу штанг  $G_{\text{шт}}$  [6, 7, 15, 19, 32, 46, 49].

С использованием зависимостей (2.14)–(2.30), по исходным данным, представленным в таблицах 2.1 и 2.2, в программной среде *MathCAD* выполнен расчет изменения нагрузок в ТПКШ в течение одного цикла



работы для УШСН, оснащенной балансирным СК и электрогидравлическим приводом (Приложение А). Расчет выполнялся для идентичных режимных параметров работы приводов и конструкции скважинного оборудования. Результаты расчёта в виде графика изменения нагрузки от времени  $G(t)$  при работе ЭМП и ЭГП УШСН приведены на рисунке 2.3. Расчетные динамограммы – графики изменения нагрузки от величины перемещения полированного штока  $G(S)$  за цикл работы УШСН приведены на рисунке 2.4.

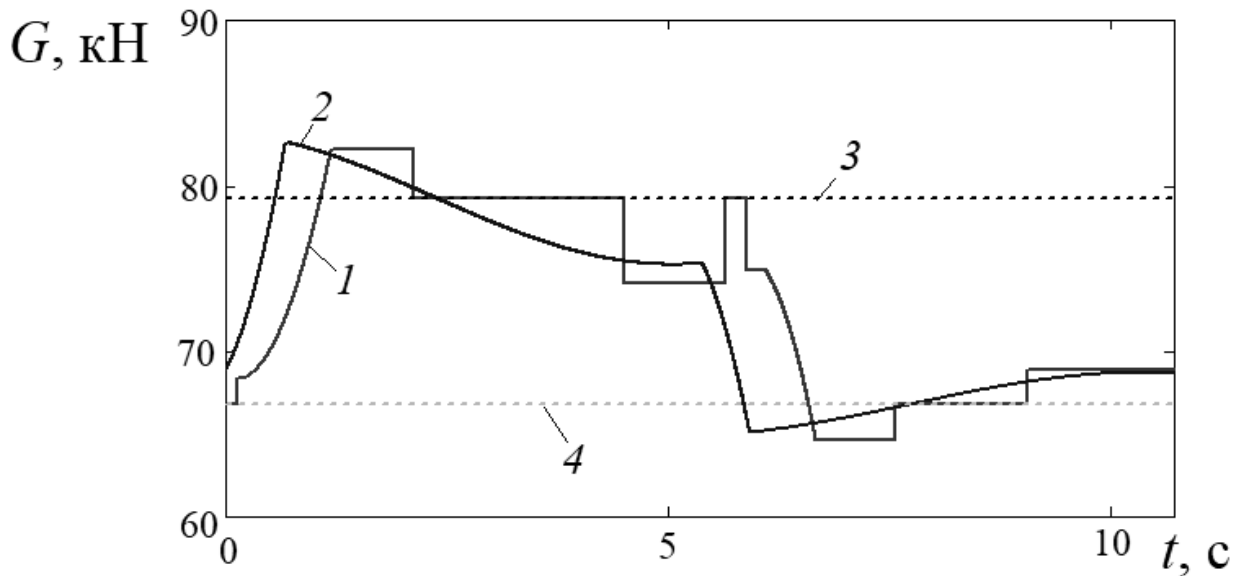


Рисунок 2.3 – Изменение нагрузки в точке подвеса колонны насосных штанг  $G$  в зависимости от времени  $t$  :

1 – электрогидравлический привод УШСН; 2 – электромеханический привод УШСН;  
3 – суммарная нагрузка от веса  $G_{ш}+G_{ж}$ ; 4 – нагрузка от веса штанг  $G_{ш}$

Максимальные нагрузки в ТПКШ при использовании ЭГП и ЭМП УШСН составили, соответственно, 82,64 кН и 82,20 кН. Таким образом, применение ЭГП позволило, при прочих равных условиях по сравнению с ЭМП УШСН, несколько уменьшить пиковые нагрузки в ТПКШ (на 0,53 %). Следует отметить, что во время пауз между сменами направления движения полированного штока силового цилиндра ЭГП в ТПКШ наблюдаются значительные изменения нагрузок. В то же время, переменная часть нагрузки в ТПКШ имеет непрямую связь с режимом работы системы привода, так как регулирование аппаратов силовой гидропередачи может задавать

динамическую составляющую нагрузки при использовании ЭГП [50, 62, 63, 78, 80].

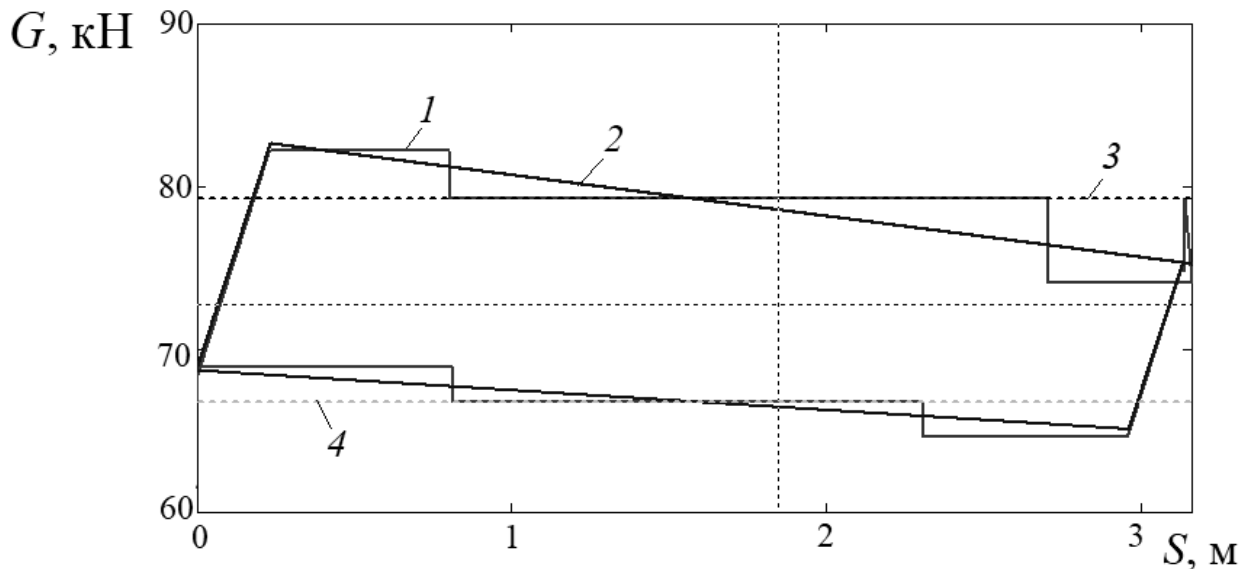


Рисунок 2.4 – Изменение нагрузки в точке подвеса колонны насосных штанг  $G$  в зависимости от перемещения полированного штока  $S$  :

1 – электрогидравлический привод УШСН; 2 – электромеханический привод УШСН;  
3 – суммарная нагрузка от веса  $G_{шт}+G_{ж}$ ; 4 – нагрузка от веса штанг  $G_{шт}$

Нагруженность и уровень энергопотребления приводного электродвигателя определяется конструктивными особенностями, режимными параметрами и степенью уравновешенности ЭГП УШСН. При этом большое количество случайных факторов, которые определяют нагруженность элементов скважинных насосных установок, обуславливает наличие ошибок при расчете мгновенных величин нестационарных нагрузок на приводы УШСН [12, 20, 26, 41, 73, 110]. Точная и достоверная оценка величины и характера изменения нагрузок на элементы системы привода УШСН возможна при проведении экспериментальных исследований в условиях нефтяного промысла.

### 2.3 Оценка энергозатрат при добыче нефти штанговыми скважинными насосными установками

Процесс механизированной добычи нефти является наиболее энергозатратным при функционировании нефтепромыслов (рисунок 2.5). Расход электроэнергии на подъем скважинной жидкости на промыслах России составляет по данным [36] 55...62 % от общего энергопотребления нефтедобывающих предприятий.

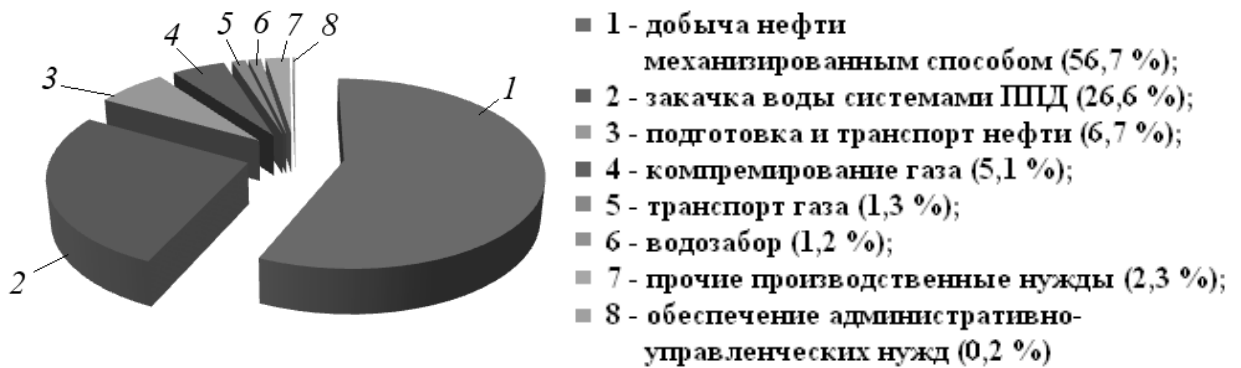


Рисунок 2.5 – Распределение энергопотребления на нефтяных промыслах России по технологическим процессам

В общем виде КПД УШСН определяется выражением

$$\eta = \eta_{пр} \eta_{шт} \eta_{н}, \quad (2.31)$$

где  $\eta$  – полный КПД установки;  $\eta_{пр}$  – КПД привода;  $\eta_{шт}$  – КПД колонны насосных штанг и НКТ;  $\eta_{н}$  – КПД скважинного насоса.

Ориентировочные значения КПД отдельных элементов УШСН с ЭМП приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – КПД элементов УШСН [36]

№ п/п	Наименование элемента УШСН	КПД
1.	Штанговый скважинный насос, $\eta_{н}$	0,65...0,75
2.	Колонна насосных штанг и НКТ, $\eta_{шт}$	0,8...0,9
3.	Балансирный станок-качалка, $\eta_{пр}$	0,7...0,8

Из данных таблицы 2.3 следует, что полный КПД УШСН составляет  $\eta = 0,36 \dots 0,54$ . Износ оборудования УШСН обуславливает постепенное снижение КПД.

Суммарное энергопотребление УШСН  $\Sigma W$  складывается из энергии, затраченной на полезную работу штангового скважинного насоса  $W_{п.н}$  и потерь энергии  $\Delta W$ , которые в общем виде определяются выражением

$$\Sigma W = W_{п.н} + \Delta W = W_{п.н} + \Delta W_{н} + \Delta W_{ш} + \Delta W_{кп} + \Delta W_{р} + \Delta W_{чз} + \Delta W_{дв} + \Delta W_{су}, \quad (2.32)$$

где  $\Sigma W$  – суммарные затраты энергии на работу УШСН, кВт·ч;  $W_{п.н}$  – затраты энергии на полезную работу штангового скважинного насоса, кВт·ч;  $\Delta W$  – потери энергии при работе штанговой скважинной насосной установки, кВт·ч;  $\Delta W_{н}$  – потери энергии при работе штангового скважинного насоса, кВт·ч;  $\Delta W_{ш}$  – потери энергии при подъеме колонны штанг, кВт·ч;  $\Delta W_{кп}$ ,  $\Delta W_{р}$ ,  $\Delta W_{чз}$  – потери энергии при работе клиноременной передачи, редуктора и шарнирного четырехзвенника СК соответственно, кВт·ч;  $\Delta W_{дв}$  – потери энергии в приводном двигателе, кВт·ч;  $\Delta W_{су}$  – потери энергии при работе станции управления, кВт·ч [34, 35, 36].

В [36] приведены фактические данные по энергопотреблению при работе элементов УШСН. Показано, что оно может существенно отличаться от нормативного, как по абсолютной величине (рисунок 2.6), так и по доле потерь в суммарных затратах энергии (рисунок 2.7).

Наибольшие потери энергии при работе УШСН приходятся на следующие элементы: привод (силовая преобразующая передача + приводной двигатель), штанговый скважинный насос, колонна насосных штанг.

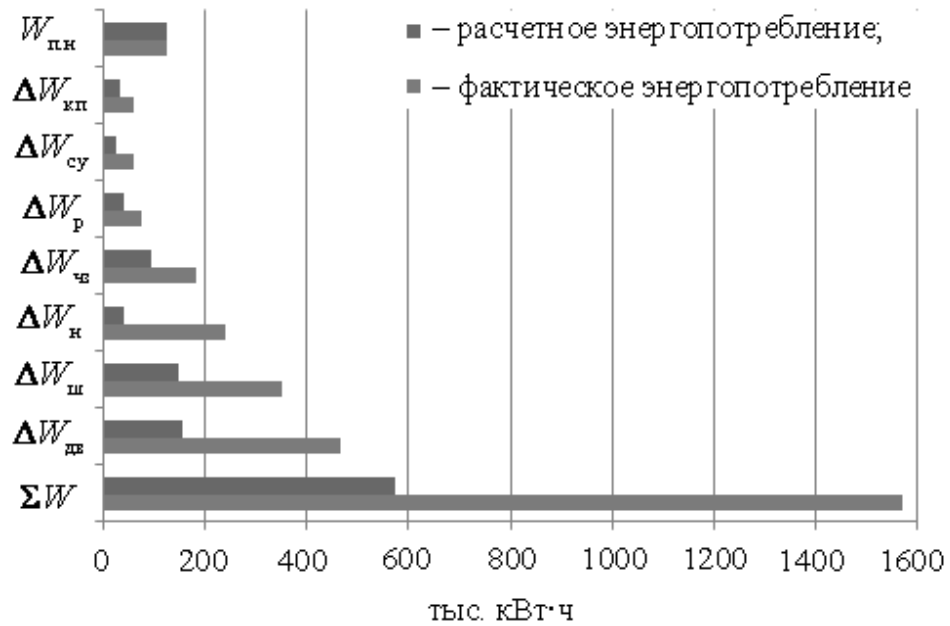


Рисунок 2.6 – Пример фактического энергопотребления при работе элементов УШСН

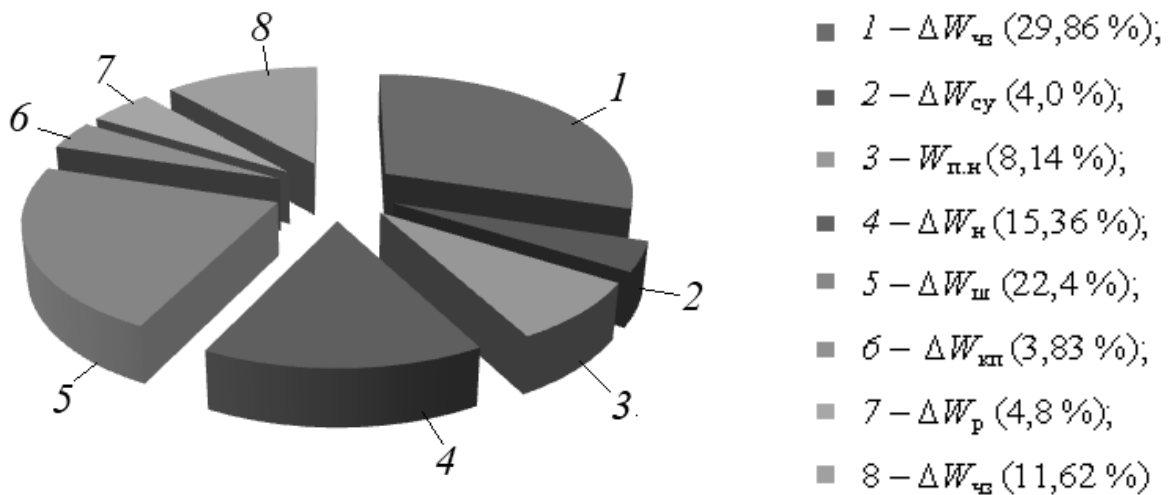


Рисунок 2.7 – Пример фактического распределения энергопотерь при работе элементов УШСН

Энергопотери при перемещении колонны насосных штанг возникают вследствие их упругой деформации и удлинения, а также вследствие трения штанг о стенки НКТ. Уменьшение трения в паре «штанга – трубы» снижает удельное энергопотребление при работе УШСН до 15 % [10, 18, 36].

Увеличение потерь энергии в скважинном насосе  $\Delta W_{н.}$  обусловлено, в первую очередь, уменьшением коэффициента подачи насоса до значений  $\eta_{п.} = 0,25 \dots 0,4$  вследствие износа клапанов и пары «плунжер – цилиндр», что

определяет увеличение утечек. Кинематика привода оказывает менее значительное влияние на величину  $\eta_{\text{п}}$ . Разработка и внедрение технических решений, направленных на поддержание коэффициента подачи насоса в диапазонах значений  $\eta_{\text{п}} = 0,6 \dots 0,8$  позволяет снизить удельные затраты энергии на добычу пластовой жидкости с использованием УШСН до 30 %.

Снизить количество затрачиваемой УШСН на подъем скважинной жидкости энергии возможно путем увеличения длины хода плунжера насоса и снижения количества двойных ходов. Мощность приводного двигателя  $P_{\text{дв}}$  станка-качалки определяется по формуле Б. М. Плюща и В. О. Саркисяна (2.33)

$$P_{\text{дв}} = \frac{n}{\eta_{\text{п}}} (k_r + k_2 G_{\text{ж}} S_0) \cdot 10^{-3}, \quad (2.33)$$

где  $k_r$  – конструктивный размерный коэффициент, величина которого определяется типом СК;  $G_{\text{ж}}$  – вес жидкости, Н.

Коэффициент  $k_2$  рассчитывается по формуле (2.34)

$$k_2 = 0,21 \cdot 10^{-3} \sqrt{\eta_{\text{п}}^2 + 0,28 \left( \frac{1 + 0,1 S_0 n^2}{d_{\text{п}}^3} \right)^2}. \quad (2.34)$$

Анализ формул (2.33) и (2.34) показывает, что мощность приводного двигателя УШСН зависит от частоты качаний  $n$  в степени 2, а от длины хода точки подвеса колонны штанг  $S_0$  в степени 1,5. Таким образом, уменьшение частоты качаний при увеличении длины хода штанг обеспечивает снижение энергозатрат на добычу пластовой жидкости. По данным [52], увеличение длины хода колонны насосных штанг УШСН от 2,1 м до 3,5 м обуславливает снижение до 1,5 раз влияния упругой деформации штанг на подачу насоса.

Влияние на энергоэффективность функционирования привода УШСН оказывает закон движения колонны насосных штанг. У балансирных СК в верхних и нижних точках происходит плавное замедление и остановка полированного штока, что приводит к запаздыванию срабатывания клапанов, увеличению утечек и снижению коэффициента подачи насоса. У ЭГП на

большой части хода насосные штанги движутся равномерно, изменение направления движения колонны происходит за меньшее время, что обуславливает быстрое срабатывание клапанов скважинного насоса [28, 63].

Значения КПД приводных электродвигателей УШСН находятся в диапазонах  $\eta_{\text{дв}} = 0,6 \dots 0,9$  (рисунок 2.8). При этом у маломощных и многоскоростных асинхронных электродвигателей двигателей КПД несколько меньше, чем у односкоростных двигателей средней и большой мощности. Известно, что коэффициент мощности асинхронных электродвигателей при полной нагрузке  $\lambda = 0,7 \dots 0,9$ . При нагрузках 30...50 % от номинальных, которые часто встречаются при эксплуатации ЭМП УШСН, коэффициент мощности снижается до  $\lambda = 0,5 \dots 0,7$ , а при работе в режиме холостого хода до  $\lambda = 0,25 \dots 0,3$ .

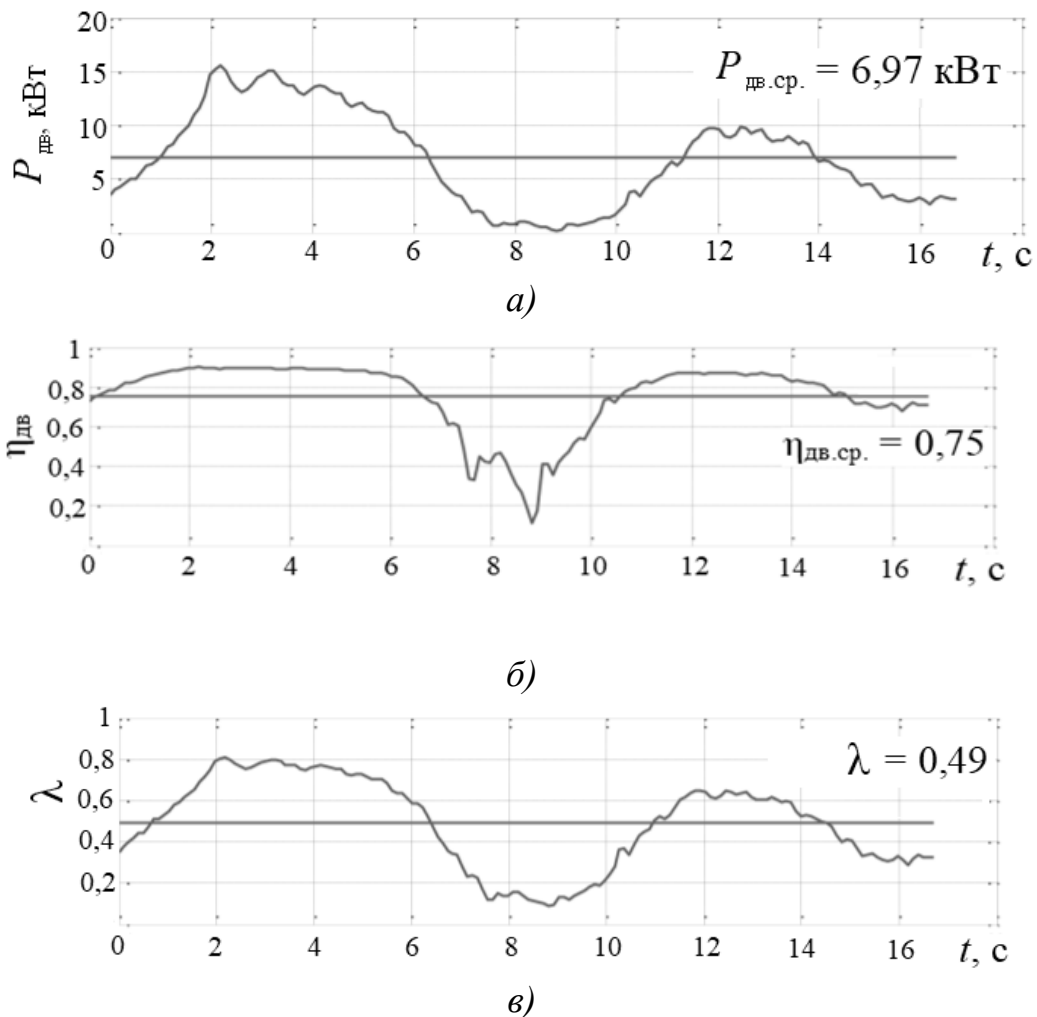


Рисунок 2.8 – Пример изменения мощности (а), КПД (б) и коэффициента мощности  $\lambda$  (в) приводного двигателя балансирующего СК за цикл качания

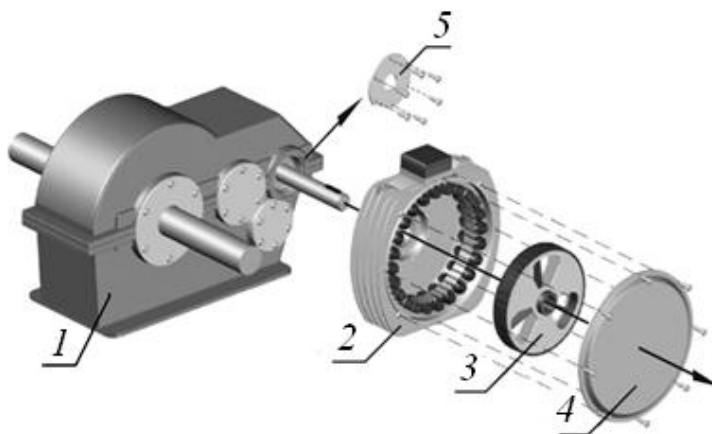
В работе [84] указывается, что снижения потерь энергии в системе привода УШСН и повышения энергоэффективности функционирования установок может быть достигнуто посредством замены асинхронных приводных электродвигателей на вентильные двигатели (ВД).

Вентильные двигатели (рисунок 2.9), при условии аналогичной мощности с АД, имеют следующие преимущества:

- меньшие масса и габариты;
- пониженное тепловыделение;
- меньшее до 20% энергопотребление;
- повышенные КПД, коэффициент мощности, электромагнитный момент [20, 56, 70, 91].



а)



б)

Рисунок 2.9 – Монтаж ВД на редуктор балансирного СК:  
*а* – общий вид; *б* – схема монтажа; 1 – редуктор СК; 2 – статор двигателя;  
 3 – ротор двигателя; 4 – крышка двигателя; 5 – крышка подшипникового узла входного вала редуктора

Потери энергии в силовой преобразующей передаче связаны, в первую очередь, с уравновешенностью привода (рисунок 2.10).



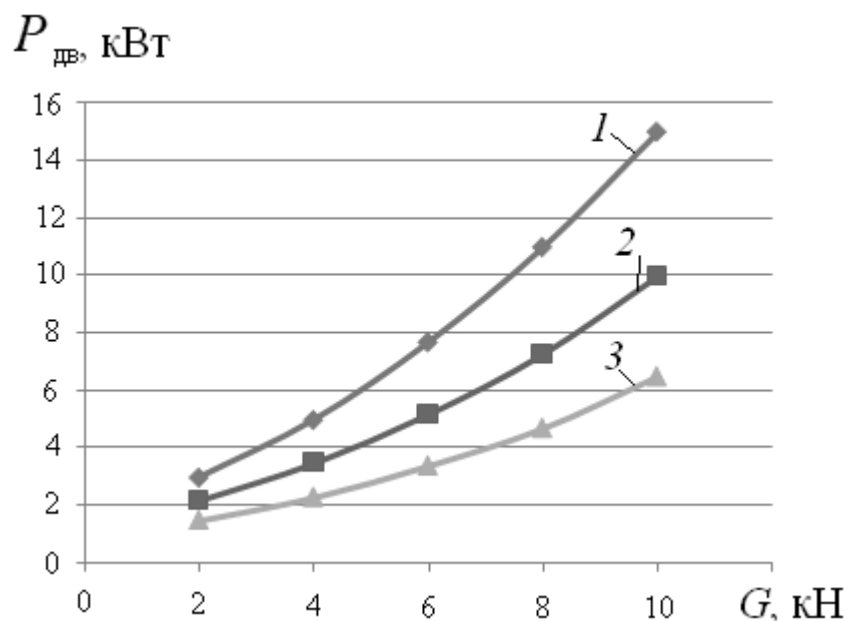


Рисунок 2.10 – Изменение расчетной мощности приво­дного электродвигателя  $P_{дв}$  баланси­рного СК в зависимости от нагрузки  $G$  и уравновешенности:

1 – уравновешенность 10 %; 2 – уравновешенность 50 %; 3 – уравновешенность 90 % [36]

Самым распространенным способом уравновешивания СК на нефтепромыслах России является измерение тока статорных обмоток АД с применением токовых клещей. В обмотках электродвигателей большую часть мощности составляют ее реактивные составляющие, что связано с недогрузкой приводных двигателей ЭМП. В связи с этим метод контроля действующих токов является низкоэффективным способом уравновешивания приводов УШСН. Данные организаций, специализирующихся на техническом сервисе УШСН, позволяют говорить о 70% неправильно уравновешенных СК на промыслах России, что влечет за собой значительное снижение энергоэффективности нефтедобычи [73, 86].

Эффективность использования ЭГП повышается по мере роста величин режимных параметров работы УШСН – длины хода ТПКШ, максимальной нагрузки в ТПКШ. Экономически неоправданным является изготовление легких типоразмеров ЭГП УШСН, так как масса гидравлических аппаратов силовых передач мало изменяется при увеличении типоразмера привода, а стоимость практически равна. Для баланси­рных ЭМП эта разница

значительна, что и определяет большое количество типов СК в стандартных рядах [50, 52, 97].

Анализ, выполненный в [52], с использованием диаграмм А. Н. Адонина показывает, что области применения каждого типоразмера балансирных СК соответствуют меньшему количеству кривых, ограничивающих области применения ЭГП УШСН, например, типа СКГИ (рисунок 2.11).

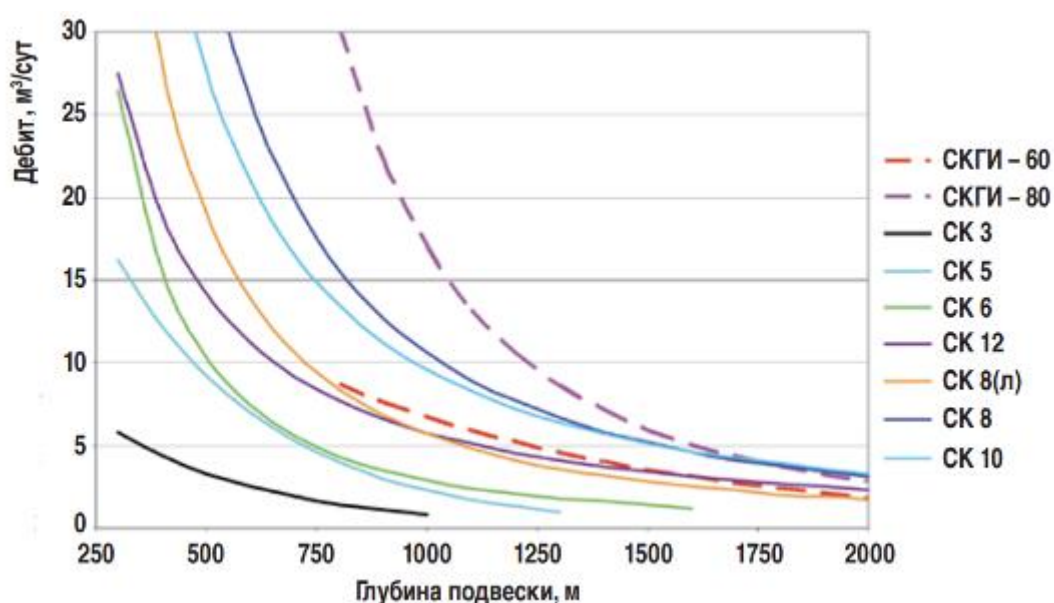


Рисунок 2.11 – Области применения приводов УШСН различных типов

Отдельно следует отметить особенности, связанные с применением УШСН на малодебитных и осложненных скважинах, которые, зачастую эксплуатируются аналогичными с другими категориями скважин установками [48, 60, 77], что снижает показатели работы УШСН и увеличивает затраты на добычу нефти. Отмечается, [36] что средняя величина КПД УШСН при использовании на малодебитных скважинах с использованием традиционных технологий и технического оборудования составляет  $\eta = 0,025 \dots 0,045$  при коэффициенте мощности приводных электродвигателей менее  $\lambda = 0,3$ . Удельные энергозатраты на подъем

пластовой жидкости в 5...10 раз выше, чем для средне- и высокодебитных скважин.

Осуществить учет всех влияющих на энергоэффективность добычи скважинной жидкости факторов аналитически весьма сложно, в связи с чем сравнительную оценку эффективности функционирования приводов УШСН рационально осуществлять экспериментально, применительно к условиям одной скважины и с одним и тем же глубинно-насосным оборудованием.

Контроль энергопотребления при работе привода УШСН и соотнесение затрат энергии с количеством поднятой скважинной жидкости (за заданный временной период) позволяет определить удельные энергозатраты процесса добычи нефти  $H_w$ . Сравнительную оценку эффективности функционирования различных типов систем приводов УШСН рационально осуществлять применительно к условиям одной скважины, с одним и тем же глубинно-насосным оборудованием. При этом за базовую величину удельных затрат энергии на подъем нефти  $H_{w.б}$  следует принять значение, полученное при работе УШСН, оснащенной традиционным ЭМП – балансирным СК с асинхронным электродвигателем. Соотнесение базовой величины  $H_{w.б}$  с величиной удельных затрат энергии на добычу нефти  $H_{w.ис}$ , полученной при оснащении УШСН испытываемым приводом, позволяет определить разность  $\Delta$  (%) удельных энергозатрат в соответствии с выражением (2.35)

$$\Delta = \frac{|H_{w.ис} - H_{w.б}|}{H_{w.б}} \cdot 100\%. \quad (2.35)$$

Предложенный подход позволяет достоверно количественно оценить технический уровень испытываемого привода УШСН относительно традиционного механического СК по критерию энергоэффективности функционирования.

## 2.4 Оценка качества электроэнергии при работе систем приводов УШСН

Параметры питающей сети нефтяного промысла должны соответствовать требованиям, изложенным в ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [24]. Преобразователи частоты, входящие в состав перспективных систем приводов УШСН, являются нелинейными электропотребителями, а, следовательно, источниками гармонических искажений питающего напряжения.

Например, частотный преобразователь в силовой цепи питания ЭГП с электродинамическим уравниванием представляет собой электротехническое устройство со встроенной функцией рекуперации электроэнергии при работе электродвигателя в соответствующем режиме (рисунок 2.12).

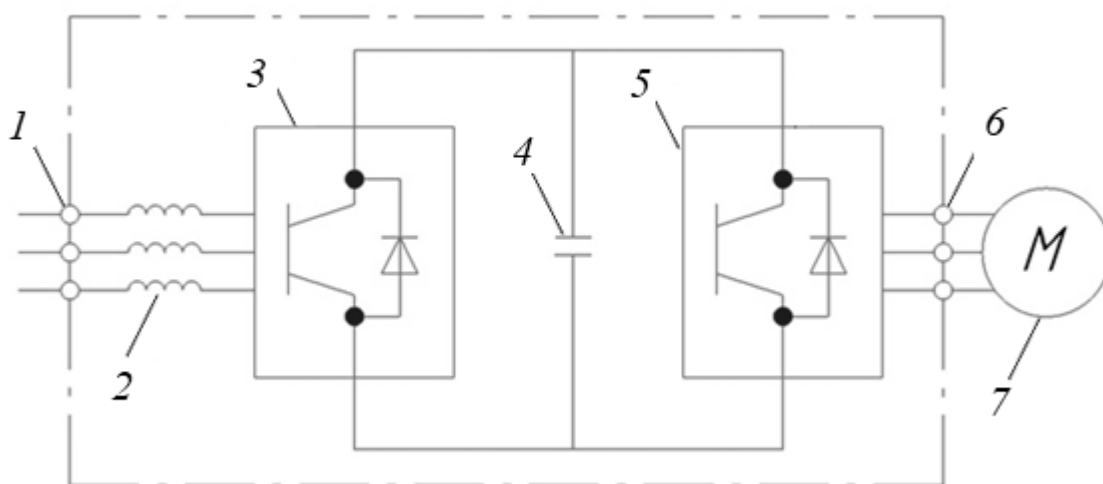


Рисунок 2.12 – Схема управления и рекуперации энергии системы ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием

1 – клеммы подключения питающей сети; 2 – буферные реакторы; 3 – активный выпрямитель; 4 – блок конденсаторов; 5 – автономный инвертор; 6 – клеммы подключения электродвигателя; 7 – электродвигатель

В качестве входного звена используется активный выпрямитель с вентилями, управляемыми с помощью широтно-импульсной модуляции (ШИМ). Выходным звеном является автономный инвертор напряжения, также управляемый ШИМ-сигналом.

Входное и выходное звенья частотного преобразователя обладают полной управляемостью и двусторонней проводимостью тока. При работе электродвигателя в режиме рекуперации напряжение в звене постоянного тока увеличивается и при значении выше заданной величины генерирует ШИМ-сигнал в сторону питающей сети.

Для минимизации влияния работы частотного преобразователя на параметры электроэнергии, последний подключается к сети через буферные реакторы – фильтры высших гармоник.

Процесс управления выпрямителем приводит к снижению синусоидальности напряжения, то есть появлению в сети высших гармоник напряжения (с частотой выше основной). Кратность частоты высшей гармоники к основной частоте называется номером или порядком гармоники.

Несинусоидальную кривую сигнала напряжения можно разложить в ряд Фурье и получить амплитуды и фазы всех гармонических составляющих. В соответствии с действующим ГОСТ [24] несинусоидальность оценивается двумя показателями качества:

– коэффициент искажения несинусоидальности кривой напряжения рассчитывается по формуле (2.36)

$$K_U = \frac{\sqrt{U_{(2)}^2 + U_{(3)}^2 + U_{(4)}^2 + \dots + U_{(40)}^2}}{U_{(1)}} \cdot 100\%, \quad (2.36)$$

где  $U_{(1)}$  – действующее значение напряжения основной частоты, В;  $U_{(2)} \dots U_{(40)}$  – напряжения гармонических составляющих 2...40 соответственно, В;

– коэффициент  $n$ -ой гармонической составляющей напряжения рассчитывается по формуле (2.37)

$$K_{U(n)} = \frac{U_{(n)}}{U_{(1)}} \cdot 100\%, \quad (2.37)$$

где  $U_{(n)}$  – напряжение  $n$ -ой гармонической составляющей, В.

Согласно ГОСТ 32144-2013, нормально допустимое значение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения для сетей напряжения  $U = 0,38$  кВ составляет  $K_{U.\text{норм}} = 8 \%$ , предельно допустимое значение составляет  $K_{U.\text{пред}} = 12 \%$ .

Появление высших гармоник в сети нефтяного промысла приводит к увеличению тока через элементы с емкостной нагрузкой, вследствие чего создаётся повышенный нагрев изоляции, обуславливающий снижение срока её службы. Наибольшее негативное воздействие высшие гармоники оказывают на конденсаторные батареи и кабельные линии.

Регистрация высших гармоник в сигналах напряжения возможна посредством использования аппаратуры с высокой частотой опроса измерительных каналов.

Оценка негативного влияния частотных преобразователей, входящих в системы приводов УШСН, на параметры электроэнергии в питающей сети нефтяного промысла возможна посредством проведения замеров при функционировании установок. Указанное является актуальной задачей, решение которой представляет научный и практический интерес.

## 2.5 Выводы по главе 2

Теоретические исследования процесса формирования нагрузок, структуры и порядка функционирования систем приводов УШСН позволяют сделать следующие выводы.

1. Характер изменения нагрузок, действующих на элементы УШСН, оборудованных ЭГП с различными типами уравнивания, существенно отличается от изменения нагрузок УШСН с ЭМП типа балансирный СК. Эти

отличия непосредственно связаны с иным законом движения ТПКШ, а причины, определяющие отличия закона движения и усилий, взаимосвязаны.

2. Иная форма графиков скорости и ускорения ТПКШ, характерные для УШСН с ЭГП, обуславливают улучшение условий работы скважинных насосов по сравнению с традиционным ЭМП – балансирным СК.

3. При использовании ЭГП УШСН динамические составляющие нагрузок могут быть заданы регулированием аппаратов силовой гидропередачи – распределителей и предохранительных клапанов.

4. Энергоэффективность функционирования ЭГП УШСН определяется, в первую очередь, выбранным способом уравнивания и конструктивными особенностями уравнивающего устройства, степенью уравниваемости силовой передачи и заданной циклограммой движения ТПКШ.

5. Оценку энергоэффективности функционирования систем приводов УШСН в условиях нефтяного промысла рационально определять посредством замеров мощностей электродвигателей в процессе работы скважинных насосных установок и последующего анализа полученных ваттметрограмм, определения удельных затрат энергии на добычу скважинной жидкости.

6. Оценка негативного влияния частотных преобразователей систем приводов УШСН на параметры электроэнергии в питающей сети возможна посредством регистрации высших гармоник в сигналах напряжения.

## **ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОЦЕНКЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМ ПРИВодОВ УШСН**

### **3.1 Общие положения методики экспериментальных исследований**

Энергоэффективные режимы работы приводов УШСН определяются с учетом величины и характера изменения нагрузок в ТПКШ. При этом процесс формирования нагрузок на элементы привода является многофакторным, то есть аналитически учесть все его составляющие затруднительно.

Известно, что достоверная оценка нагруженности систем приводов УШСН может быть выполнена на практике методом построения ваттметрограмм, получаемых по результатам регистрации изменения активных мощностей приводных электродвигателей [8, 26, 31, 44, 71, 95]. Отнесение величины потребленной УШСН энергии за контролируемый временной период к количеству жидкости, поднятой установкой из скважины за это же время, позволяет оценить значения удельных энергозатрат на добычу скважинной жидкости, следовательно, оценить энергоэффективность функционирования УШСН.

Результаты исследований приведенных в главе, выполнены в условиях нефтяных промыслов и совместно со специалистами компании ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Разработка методики исследований и проведение замеров осуществлялись при участии сотрудников компании ООО «НПП «РОС» (г. Пермь) [45, 73, 74, 85, 104].

Целью эксперимента являлось:

- определение закономерностей процесса формирования нагрузок на элементы приводов УШСН;
- сравнительная оценка энергоэффективности функционирования систем приводов УШСН при скважинной добыче нефти.



Целью определены следующие задачи исследований:

1. Выбор метода и аппаратуры для регистрации параметров работы и контроля энергопотребления при функционировании традиционных электромеханических и перспективных электрогидравлических приводов УШСН.

2. Выбор оборудования для замеров количества добытой пластовой жидкости при работе УШСН в контролируемые периоды времени.

3. Разработка и согласование методики проведения экспериментальных исследований по определению силовых и энергетических показателей работы приводов УШСН.

3. Выполнение замеров и обобщение данных, предоставленных сотрудниками инженерно-технических служб ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь».

4. Математический анализ результатов замеров и предоставленных данных.

5. Подготовка выводов и разработка технических предложений по результатам исследований. Оформление отчетной документации.

Методика эксперимента основана на следующих положениях:

1. Выбор объектов исследования. Выбранные условия работы УШСН типичны для промыслов Западного Урала: низкотемпературные пласты, высокопарафинистая нефть.

2. Эксперимент проводился в установившихся режимах работы приводов УШСН.

3. Объем измерений обеспечивал воспроизводимость и достаточную точность результатов в каждом исследуемом режиме.

4. Дискретизация сигналов обеспечивала точность результатов исследования ниже допустимой погрешности. Регистрируемые данные информативны [72].

5. Оценка энергоэффективности функционирования ЭГП УШСН с различными способами уравновешивания выполнялась путём сравнения

удельных затрат энергии на добычу нефти при работе установки с исследуемым приводом с аналогичным показателем, характеризующим работу УШСН с традиционным ЭМП – балансирным СК.

Выполнения пункта 5 обусловило необходимость двухэтапного проведения замеров. На первом этапе исследований энергетический мониторинг работы УШСН и определение ежесуточной производительности проводились на насосной установке, оборудованной традиционным ЭМП – балансирным СК.

На втором этапе исследований осуществлялся демонтаж СК с последующим монтажом нового, испытываемого привода УШСН. Замеры и испытания повторялись аналогично объему и методике первого этапа.

### **3.2 Аппаратура для проведения экспериментальных исследований**

Оценка энергетических характеристик и показателей нагруженности приводов обследуемых УШСН осуществлялась с применением программно-регистрирующих комплексов «АКД-СК», производства компании ООО «НПП «РОС» (г. Пермь) [57].

«АКД-СК» разрабатывается для контроля параметров систем электрических приводов УШСН. Является серийным продуктом и имеет сертификат средства измерения. Оценка нагруженности и уравновешенности установок реализуется за счёт постоянной регистрации ваттметрограмм в процессе рабочего цикла. Комплексом также определяется величина энергопотребления путём измерения мгновенных и средних значений тока и напряжения. Оборудование «АКД-СК» позволяет осуществить передачу измеряемых данных в операторскую сеть нефтепромысла.

«АКД-СК» структурно состоит из следующего оборудования (рисунок 3.1):

- программируемый логический контроллер;
- датчик мощности;

- блок коммутации и настройки;
- индуктивный датчик положения магнитного типа, смонтированный на металлоконструкциях установки.

Монтаж оборудования «АКД-СК» (за исключением датчика положения штока) осуществляется в станции управления УШСН. [73].

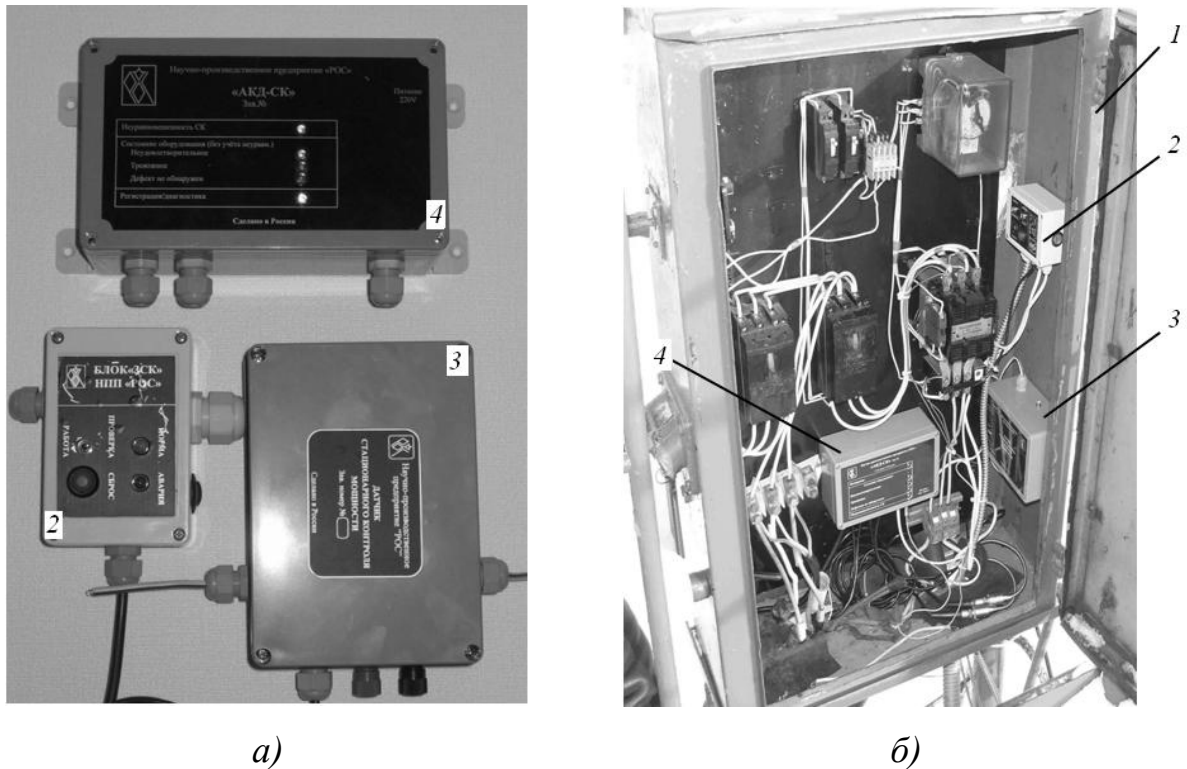


Рисунок 3.1 – Программно-регистрирующий комплекс «АКД-СК» производства компании ООО «НПП «РОС»: а – общий вид; б – установка комплекса в станции управления УШСН; 1 – станция управления УШСН; 2 – блок коммутации и настройки ЗСК; 3 – датчик стационарного контроля мощности; 4 – программируемый логический контроллер

Схема подключения программно-регистрирующего комплекса «АКД-СК» в станции управления УШСН приведена на рисунке 3.2 Питание комплекса осуществляется его подключением к одной из фаз питающей сети. Датчик мощности устанавливается в разрыв фазного провода после магнитного пускателя. Фиксация конечных положений ТПКШ осуществляется индуктивными датчиками положения [57, 73, 104].

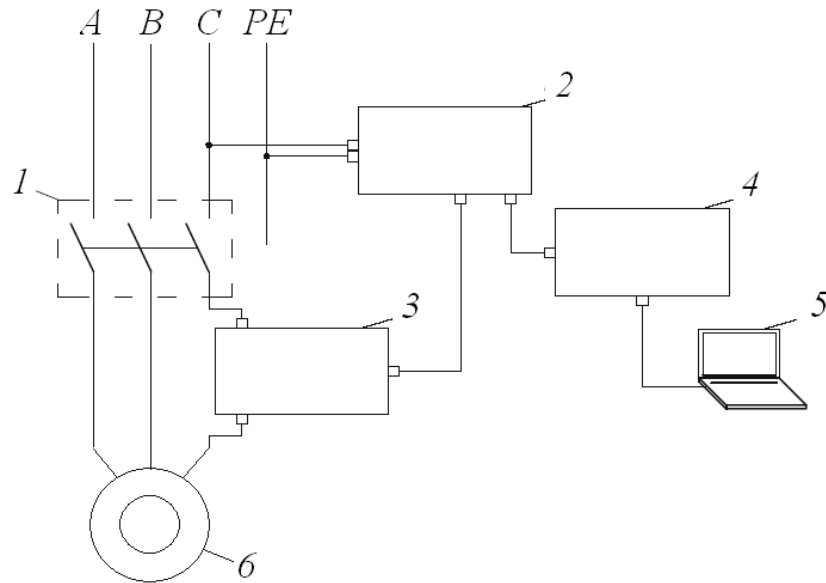


Рисунок 3.2 – Схема подключения программно-регистрирующего комплекса «АКД-СК»: 1 – магнитный пускатель электродвигателя; 2 – контроллер «АКД-СК»; 3 – датчик мощности; 4 – блок коммутации и настройки ЗСК; 5 – персональный компьютер; 6 – приводной двигатель СК

Регистрируемые показатели хранятся в энергонезависимой памяти контроллера. Специализированное программное обеспечение позволяет производить визуализацию и обработку ваттметрограмм на персональных компьютерах инженерно-технического персонала. По результатам измерений определяются следующие параметры работы УШСН:

– эффективное значение тока  $I_{\text{эф}}$ , А, рассчитывается по формуле (3.1)

$$I_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{m=1}^n i_m^2}, \quad (3.1)$$

где  $i_m$  – мгновенное значение тока в  $m$ -й момент времени, А;  $n$  – количество измерений за фиксированный интервал времени  $\Delta T$ ;

– эффективное значение напряжения  $U_{\text{эф}}$ , В, рассчитывается по формуле (3.2)

$$U_{\text{эф}} = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{m=1}^n u_m^2}, \quad (3.2)$$

где  $u_m$  – мгновенное значение фазного напряжения в  $m$ -й момент времени, В.

Активные  $P_a$  (кВт) и полные  $S_w$  (кВА) мощности электродвигателя привода УШСН рассчитываются в соответствии с формулами (3.3) и (3.4)

$$P_a = \frac{3}{n} \sum_{m=1}^n u_m i_m ; \quad (3.3)$$

$$S_w = 3I_{\text{эф}} U_{\text{эф}} . \quad (3.4)$$

Коэффициент мощности определяется выражением (3.5)

$$\lambda = P_a / S_w . \quad (3.5)$$

Для определения дебита контролируемых скважин использовались автоматизированные групповые замерные установки АГЗУ-120М-4,0 [40, 43, 47, 67, 78, 90]. Среднее расхождение показаний влагомеров используемых замерных установок по обводненности скважинной продукции с данными лабораторного анализа составило -5...+3 %.

### 3.3 Методика анализа экспериментальных данных

Энергоэффективность функционирования обследуемых приводов УШСН оценивалась на основе данных приборного контроля посредством определения удельных энергозатрат на добычу нефти.

Среднесуточные удельные затраты энергии на подъем скважинной жидкости  $H_{w,i}$  рассчитывались по формуле (3.6)

$$H_{w,i} = \Sigma W_{\text{сут},i} / Q_{\text{ф},i} , \quad (3.6)$$

где  $H_{w,i}$  – удельные затраты энергии на добычу скважинной жидкости за  $i$ -е сутки работы, кВт·ч/м<sup>3</sup>;  $\Sigma W_{\text{сут},i}$  – суммарные затраты энергии на работу УШСН за  $i$ -е сутки работы, кВт·ч;  $Q_{\text{ф},i}$  – фактическая производительность насосной установки за  $i$ -е сутки работы, м<sup>3</sup>/сут.

Среднее арифметическое суточных значений является средней величиной удельных энергозатрат на добычу нефти при работе УШСН за контролируемый временной период  $H_{w,\text{cp}}$  рассчитывалось по формуле (3.7)

$$H_{w.ср} = \frac{\sum_{i=1}^t H_{w.i}}{t}, \quad (3.7)$$

где  $H_{w.ср}$  – средняя величина удельных энергозатрат на подъем скважинной жидкости при работе УШСН за контролируемый временной период, кВт·ч/м<sup>3</sup>;  $t$  – длительность контролируемого временного периода, сут.

Разность  $\Delta$  (%) удельных энергозатрат определяется соотношением базовой величины  $H_{w.ср.б}$  и величины удельных затрат энергии на подъем скважинной жидкости  $H_{w.ср.ис}$ , полученной при оснащении УШСН испытываемым приводом в соответствии с выражением (3.8)

$$\Delta = \frac{|H_{w.ср.ис} - H_{w.ср.б}|}{H_{w.ср.б}} \cdot 100\%, \quad (3.8)$$

где  $H_{w.ср.б}$  – средняя величина удельных энергозатрат на добычу нефти за контролируемый временной период при работе УШСН оснащенной балансирным СК, кВт·ч/м<sup>3</sup>;  $H_{w.ср.ис}$  – средняя величина удельных энергозатрат на добычу нефти за контролируемый временной период при работе УШСН оснащенной испытываемым приводом, кВт·ч/м<sup>3</sup>.

Таким образом, реализуется количественная оценка энергоэффективности функционирования испытываемой системы привода УШСН.

Определение средних величин мгновенных значений мощностей приводных двигателей и их отклонений, частотный анализ ваттметрограмм, осуществлялось с применением методов математической статистики и спектрального анализа.

Доверительная вероятность результатов испытаний принята 0,9 при относительной погрешности не более 0,1 [72].

### **3.4 Порядок проведения экспериментальных исследований и их результаты**

#### **3.4.1 Оценка энергетических показателей функционирования ЭМП УШСН посредством анализа ваттметрограмм**

Эксперимент по оценке значений и характера изменения внешних нагрузок механических приводов и энергетических показателей работы систем приводов УШСН посредством замеров мощностей электродвигателей выполнялся на балансирных станках-качалках типа СК-8 в условиях нефтяных промыслов ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь».

Методикой исследований предусматривалось проведение замеров, в ходе которых регистрировались мгновенные значения токов и напряжений, вычислялись мгновенные значения активных мощностей двигателей СК, рассчитывались значения средней мощности за период и строились спектрограммы мощностей. Оценка технического состояния УШСН осуществлялась путем сравнения полученных спектрограмм сигналов активной мощности с аналогичными спектрограммами, полученными на заведомо исправной установке. В качестве примеров рассмотрены ваттметрограммы и спектрограммы, представленные на рисунках 3.3...3.9.

Ваттметрограмма исправной уравновешенной УШСН, оснащенной балансирным станком-качалкой СК-8 представлена на рисунке 3.3. Датчик положения определяет верхнее положение ТПКШ, кривошип, соответственно, находится в нижней точке.

При опускании ТПКШ (см. рисунок 3.3, участок 1–2) происходит нарастание мощности, необходимой для подъема кривошипных противовесов. Максимальное значение противомомента, действующего на вал редуктора со стороны кривошипа, достигается при максимальном плече действия веса кривошипных грузов – горизонтальное положение кривошипа.

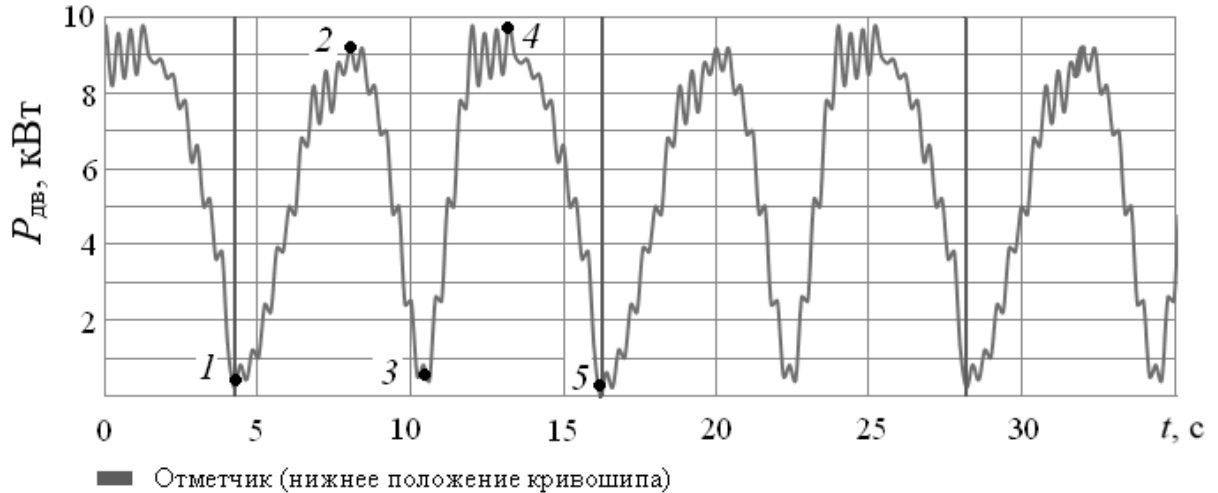


Рисунок 3.3 – Ваттметриграмма двигателя полностью уравновешенного балансирного СК, техническое состояние хорошее: 1, 5 – нижнее положение кривошипа; 2,4 – горизонтальное положение кривошипа; 3 – верхнее положение кривошипа

При дальнейшем вращении кривошипа (см. рисунок 3.3, участок 2–3) значение вращающего момента уменьшается за счет уменьшения плеча действия веса кривошипных грузов. Минимальное значение мощности достигается при верхнем положении кривошипа.

Подъём колонны штанг и столба нефтесодержащей жидкости характеризуется нарастанием потребляемой мощности (см. рисунок 3.3, участок 3–4). Дальнейшее уменьшение мощности (см. рисунок 3.3, участок 4–5) достигается за счет действия веса грузов кривошипа и уменьшения веса столба жидкости при выдаче нефти через устье скважины.

На рисунке 3.4 приведена ваттметриграмма неуравновешенного СК (груз мал). Из графика видно, что пики ваттметриграмм кратно отличаются по величине. В результате этого механические и электрические части привода испытывают повышенную нагрузку, увеличиваются токи двигателя, что приводит к увеличению электрических потерь, следовательно, и к быстрому старению изоляции обмоток. При этом КПД привода падает. Работа двигателя в тяжелых режимах ведет к резкому снижению срока



эксплуатации, частым ремонтам и повышенным затратам на обслуживание приводов УШСН.

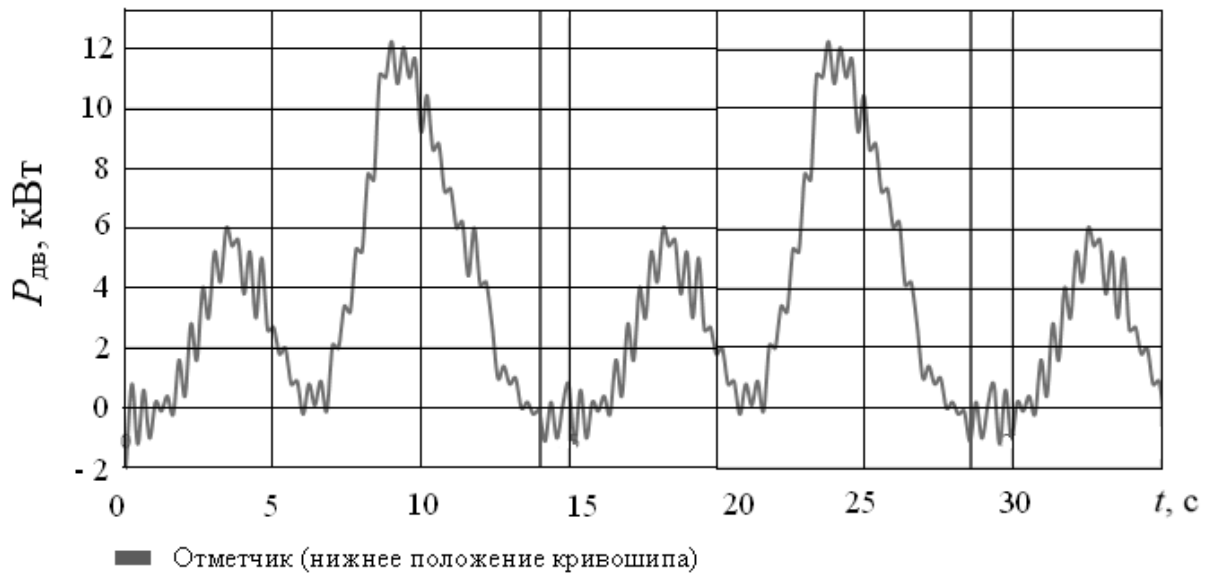


Рисунок 3.4 – Ваттметриграмма неуравновешенного балансирующего СК (груз мал)

Анализ ваттметриграмм позволяет выявить дефекты СК и погружного насоса. Обрыв насосных штанг (рисунок 3.5) диагностируется по отсутствию второго пика мощности на участке ваттметриграммы, соответствующей одному циклу качания, так как электродвигатель не осуществляет работы по подъему колонны штанг и нефтесодержащей жидкости.

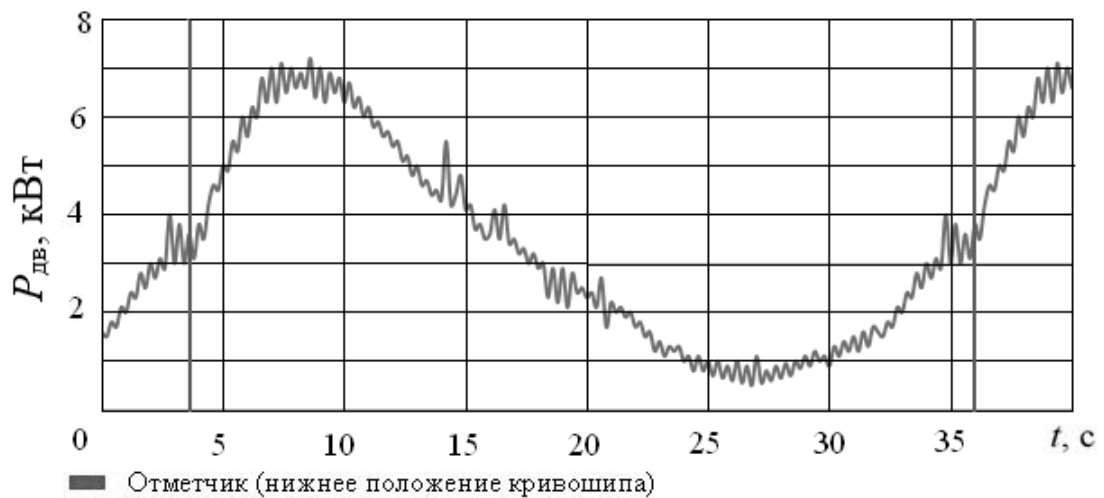


Рисунок 3.5 – Ваттметриграмма УШСН при обрыве насосных штанг

Путем оценки изменения характера и величины нагрузок по сигналам мощности приводных двигателей УШСН диагностируются дефекты нагнетательных и приемных клапанов штангового погружного насоса. Ваттметрограмма, представленная на рисунке 3.6, характерна для дефекта нагнетательного клапана погружного насоса.



Рисунок 3.6 – Ваттметрограмма УШСН с дефектом нагнетательного клапана насоса

Ваттметрограмма, характеризующая дефект приемного клапана погружного насоса, представлена на рисунке 3.7. Одной из причин данного дефекта может быть зазор, создавший негерметичность, либо наличие под клапаном газа, который сжимался при ходе плунжера вниз, и не давал приемному клапану открыться, так как не создавалось необходимое давление под данным клапаном.

Спектральный анализ ваттметрограмм позволяет выявить характерные частоты колебания кинематической цепи «двигатель–СК–колонна насосных штанг–скважинный насос». Появление переменных нагрузок обусловлено дефектами узлов установки. Эти нагрузки, в свою очередь, влекут за собой изменение величин текущих спектров и появление новых спектральных составляющих (рисунки 3.8 и 3.9).

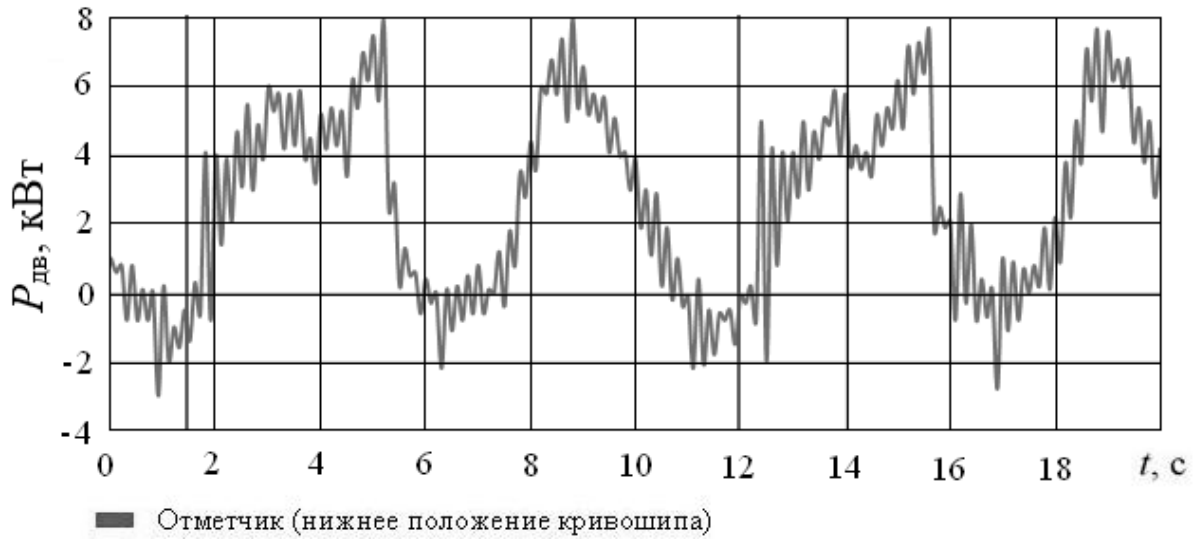


Рисунок 3.7 – Ваттметрограмма УШСН с дефектом приемного клапана насоса



Рисунок 3.8 – Спектр ваттметрограммы УШСН с дефектом электродвигателя СК

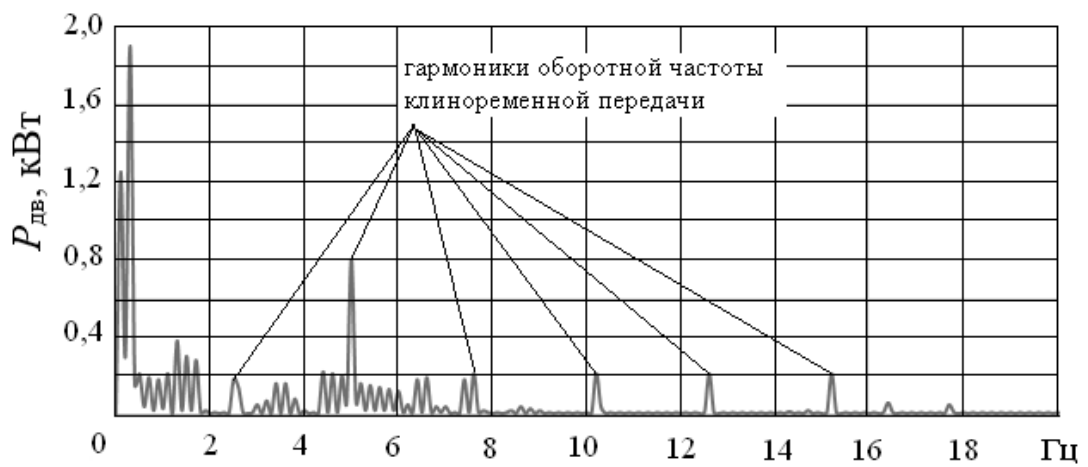


Рисунок 3.9 – Спектр ваттметрограммы УШСН с дефектом клиноременной передачи СК

Спектральный анализ сигналов мощностей асинхронных электродвигателей позволяет выявить дефекты электрической части ротора и статора; статический и вращающийся эксцентриситеты; дефекты подшипников. По характеру изменения спектра сигнала потребляемой мощности определяется неисправность зубчатых зацеплений, посадки шестерён на вал, перекосы ведомых валов и их опор вращения, дефекты клиноременных передач СК [74].

Непрерывная запись сигналов мощности двигателей УШСН позволила достоверно оценить энергопотребление установки за заданный период времени [45]. Сравнительная оценка энергоэффективности работы УШСН с различными типами приводом выполнена на основе расчета удельных энергозатрат на добычу нефти и анализ полученных величин по формулам (3.6)–(3.8). В пунктах 3.4.2–3.4.4 настоящей работы приведены значения удельных энергозатрат на добычу нефти, полученные при функционировании УШСН с ЭМП типа СК-8 применительно к условиям обследуемых скважин.

### **3.4.2 Оценка энергетических показателей функционирования ЭГП УШСН с пневматическим уравниванием**

Сравнительные испытания традиционного ЭМП УШСН и ЭГП с комбинированной силовой гидропередачей и пневматическим уравниванием (см. рисунки 1.12 и 1.15) проводились на скважине «109б» Обливского месторождения. Скважина осложнена АСПО. Целью эксперимента являлось сравнение удельных энергозатрат на добычу нефти при использовании балансирующего станка-качалки типа СК-8 и ЭГП УШСН типа НПК-10-8-6 (рисунок 3.10). Оценивались величины и характер изменения нагрузок на приводные электродвигатели.

Привод штангового скважинного насоса НПК-10-8-6 эксплуатировался со следующими параметрами: глубина подвески насоса –  $L = 1534,9$  м; длина

хода штока  $S_0 = 2,5$  м; число двойных ходов  $n = 5$  мин<sup>-1</sup>. Удельные затраты энергии на подъем скважинной жидкости составили  $H_{w.ис} = 28,4$  кВт·ч/м<sup>3</sup>, что на 121,9 % выше, чем при использовании ЭМП типа СК-8 (таблица 3.1).



Рисунок 3.10 – Общий вид ЭМП УШСН типа НПК-10-8-6 на скважине

Таблица 3.1 – Результаты опытно-промышленных испытаний ЭМП УШСН типа НПК10-8-6

Тип привода	СК-8		НПК10-8-6	
	Применяемые двигатели	22 кВт, 970 об/мин	15 кВт, 1480 об/мин	15 кВт, 1480 об/мин
Параметры эксплуатации	$S_0 = 2,5$ м $n = 5$ мин <sup>-1</sup>	$S_0 = 2,5$ м $n = 5$ мин <sup>-1</sup>	$S_0 = 5,0$ м $n = 1,8$ мин <sup>-1</sup>	$S_0 = 5,0$ м $n = 1,8$ мин <sup>-1</sup>
Количество дней замеров	9	7	42	42
Среднесуточное потребление эл. энергии, кВт·ч/сут	123,8	294,0	228,6	228,6
Среднесуточный дебит жидкости $Q_{ф}$ , м <sup>3</sup> /сут	9,7	10,35	9,7	9,7
Удельные затраты энергии, кВт·ч/м <sup>3</sup>	12,8	28,4	23,6	23,6
Увеличение удельных затрат энергии $\Delta$ , %	–	121,9	84,4	84,4

Результаты анализа полученных ваттметрограмм показали, что в заданных условиях наибольшее значение мощности при подъеме ТПКШ составляет  $P_{\text{дв}} = 12,1$  кВт, а при опускании штока –  $P_{\text{дв}} = 4,8$  кВт (рисунок 3.11). Нагруженность электродвигателя увеличивается по мере подъема ТПКШ, так как расходуется энергия пневмогидроаккумулятора. Пики в сигнале мощности электродвигателя обусловлены недостаточным объемом пневмоаккумулятора. Наличие АСПО в скважине обуславливает увеличение неравномерности и пульсации в процессе формирования нагрузок [80].

С целью снижения удельных энергозатрат на добычу нефти была выполнена замена ШСН, длина хода штока увеличена до  $S_0 = 5,0$  м, число двойных ходов  $n = 1,8$  мин<sup>-1</sup>. При этом отмечено незначительное снижение удельных затрат энергии на добычу скважинной жидкости (до  $H_{\text{в.ср.ис}} = 23,6$  кВт·ч/м<sup>3</sup>). По сравнению с базовой величиной, удельные затраты энергии на добычу скважинной жидкости увеличены на 84,4 %. (см. таблицу 3.1) [45, 85].

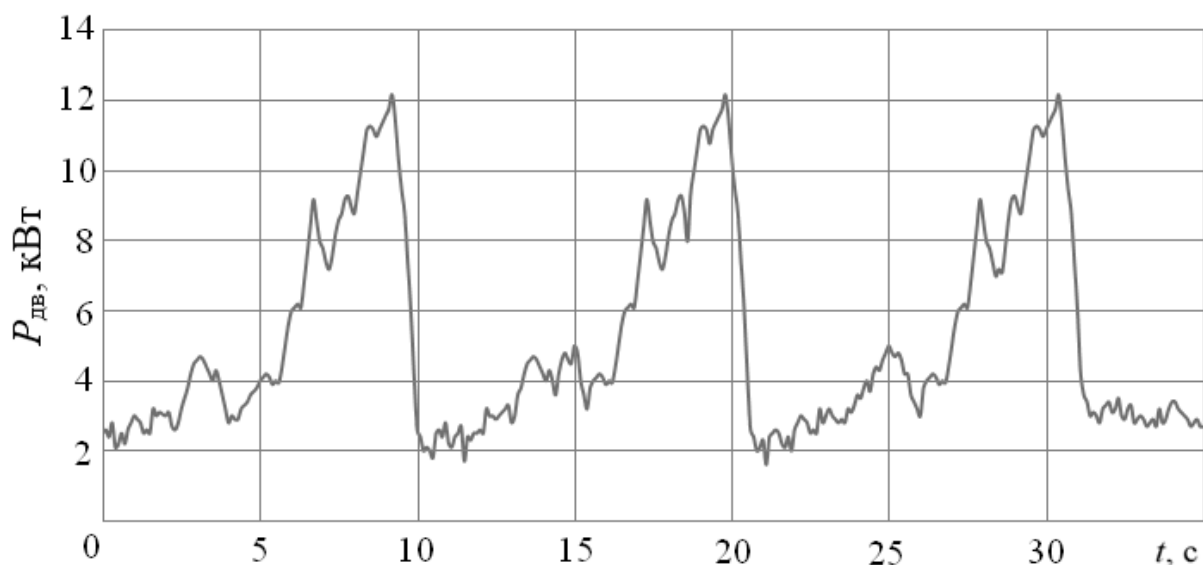


Рисунок 3.11 – Ваттметрограмма двигателя маслостанции ЭГП типа НПК10-8-6 с пневматическим уравновешиванием

Недостаточная разработанность принципов управления, несовершенство конструкции и недостаточная уравновешенность ЭГП обуславливают высокие удельные затраты энергии и колебаний нагрузок при работе привода НПК-10-8-6. КПД привода понижен в связи с наличием пауз между периодами работы ЭГП, которые необходимы для регулирования числа качаний. Объем пневмоаккумулятора не позволяет накопить достаточное количество энергии в период хода штока вниз для ощутимого снижения мощности привода во время подъема скважинной жидкости [27].

### **3.4.3 Оценка энергетических показателей работы ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием**

Испытания ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием проводились на скважине 404 Сосновского месторождения. Скважина осложнена АСПО. При проведении сравнительных испытаний использовались традиционный электромеханический привод УШСН – балансирный станок-качалка СК-8 и электрогидравлический привод ГПШСН 80-3,5 «Гейзер» (см. рисунки 1.13 и 1.18). Общий вид привода ГПШСН 80-3,5 «Гейзер», установленного на скважине, приведён на рисунке 3.12 [65].

Частотный преобразователь, которым оснащён исследуемый привод, помимо управления приводным двигателем обеспечивает рекуперацию электроэнергии в сеть нефтепромысла при каждом ходе штока установки вниз. Тип двигателя насосной станции ДМ200L4УХЛ1 мощностью 37 кВт.

Эксперимент проводился при следующих параметрах ЭГП: глубина подвески насоса –  $L = 1560,1$  м; длина хода штока  $S_0 = 2,5$  м; число двойных ходов  $n = 5$  мин<sup>-1</sup> (таблица 3.2). Удельные затраты энергии на добычу нефти составили  $H_{w,ср.ис} = 12,76$  кВт·ч/м<sup>3</sup>, что на 13,4 % выше, аналогичной величины, полученной при эксплуатации ЭМП СК-8.



Рисунок 3.12 – Общий вид ЭГП УШСН типа ГПШСН 80-3,5 «Гейзер» на скважине

Таблица 3.2 – Результаты опытно-промышленных испытаний ЭГП УШСН типа ГПШСН 80-3,5 «Гейзер»

Тип привода	СК-8	ГПШСН 80-3,5 «Гейзер»
Применяемые двигатели	22 кВт, 970 об/мин	37 кВт, 1480 об/мин
Параметры эксплуатации	$S_0 = 2,5 \text{ м}; n = 5 \text{ мин}^{-1}$	
Количество дней замеров	6	5
Среднесуточное потребление эл. энергии, кВт·ч/сут	117,0	128,9
Среднесуточный дебит жидкости $Q_{\text{ф}}, \text{ м}^3/\text{сут}$	10,4	10,1
Удельные затраты энергии, кВт·ч/м <sup>3</sup>	11,25	12,76
Увеличение удельных затрат энергии $\Delta, \%$	–	13,4

По данным специалистов завода-изготовителя применение насосов с малым ходом плунжера увеличивает удельные энергозатраты при



эксплуатации привода ГПШСН 80-3,5 «Гейзер». Короткоходные погружные насосы снижают эффективность рекуперации.

На графике мощности (рисунок 3.13) электродвигателя гидростанции ГПШСН 80-3,5 «Гейзер», можно выделить участки, характеризующие периоды подъема и опускания штока силового гидроцилиндра. Рабочий ход характеризуется номинальной нагрузкой электродвигателя, коэффициент мощности при этом  $\lambda = 0,85$ . Опускание штока определяет переход электродвигателя в режим рекуперации электроэнергии. Рекуперированная в сеть нефтепромысла энергия составляет 25...29 % от потребленной, что соответствует результатам аналогичных исследований, приведенных в [29].

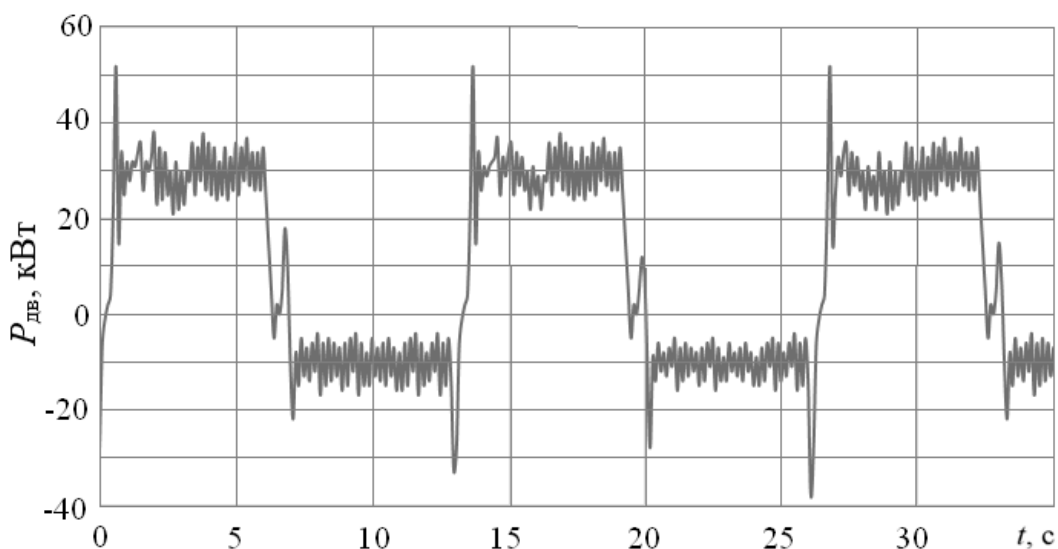


Рисунок 3.13 – Изменение мощности приводного двигателя маслостанции ГПШСН 80-3,5 «Гейзер» с электродинамическим уравниванием

Кинематика перемещения ТПКШ и нагрузок на электродвигатель подвергнутого испытаниям ЭГП «Гейзер» характеризует его как неуравновешенный. Динамические нагрузки (удары), действующие на валы мотор-насоса гидропередачи и электродвигателя, приводят к снижению наработки элементов привода и увеличению частоты ремонтных работ.

Удельные энергозатраты на добычу нефти с использованием ГПШСН 80-3,5 «Гейзер» с электродинамическим уравниванием выше по

сравнению с применением традиционных ЭМП. Данные приводы требуют оснащения электродвигателями повышенной мощности.

### 3.5 Выводы по главе 3

Анализ данных экспериментальных исследований по оценке нагруженности и энергетических показателей функционирования систем приводов УШСН при скважинной добыче нефти, позволяет сделать следующие выводы.

1. Достоверная оценка нагруженности и энергопотребления приводов УШСН наиболее просто осуществляется экспериментально посредством регистрации мгновенных значений активных мощностей электродвигателей.

2. Испытываемый электрогидравлический привод НПК-10-8-6 с пневматическим уравниванием характеризуется низкой энергоэффективностью функционирования. Удельные затраты энергии на подъем скважинной жидкости вдвое выше (увеличение на 84,4...121,9 %), чем при использовании ЭМП типа СК-8. Изменение числа качаний посредством задания пауз в конце хода штока обуславливает снижение КПД привода. Энергии, запасаемой пневмоаккумулятором при опускании колонны штанг, объективно недостаточно для сколько-нибудь существенного уменьшения мощности привода во время подъема пластовой жидкости.

3. Экспериментально доказано, что широкие регулировочные диапазоны параметров работы ЭГП УШСН типа НПК-10-8-6, наличие современных систем телеметрии и автоматизированного управления обуславливают возможность преодоления последствий осложняющих факторов в реальных условиях эксплуатации.

4. Испытываемый электрогидравлический привод типа ГПШСН 80-3,5 «Гейзер» с электродинамическим уравниванием характеризуется энергопотреблением на 13,4 % выше по сравнению с применением традиционных ЭМП УШСН – балансирных СК-8.

## ГЛАВА 4 ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И УВЕЛИЧЕНИЯ ВРЕМЕНИ НАРАБОТКИ НА ОТКАЗ ЭГП УШСН

### 4.1 Повышение энергоэффективности функционирования ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием

Анализ экспериментальных данных, приведенных в главе 3, показывает, что среди серийно выпускаемых отечественной промышленностью ЭГП УШСН наиболее энергоэффективной работой характеризуются приводы с электродинамическим уравниванием. Выше указывалось, что в конструкциях данных систем приводов применяются сложные и дорогостоящие частотные преобразователи и инверторы, обеспечивающие рекуперацию до 30 % от электроэнергии, потребляемой электродвигателями маслостанций ЭГП [29, 106, 108].

В процессе работы частотного преобразователя привода в сигналах токов и напряжений формируются гармоники высших порядков (рисунок 4.1), наличие которых негативно отражается на приемниках электроэнергии.

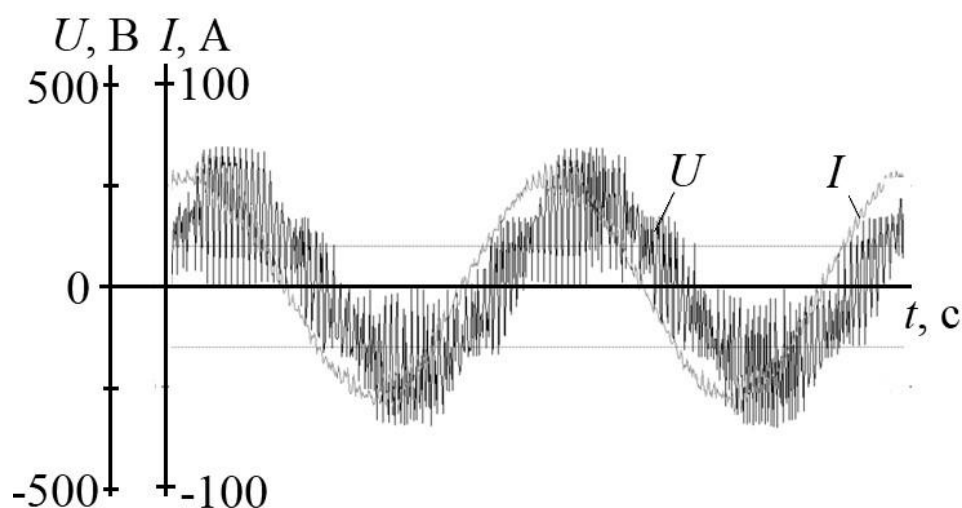


Рисунок 4.1 – Сигналы напряжения ( $U$ ) и тока ( $I$ ) приводного двигателя маслостанции  
ГПШСН 80-3,5 «Гейзер»

Указанное обуславливает снижение эффективности процессов передачи и потребления электроэнергии, старение изоляции электрооборудования, повышенные потери в обмотках электрических машин [66, 70]. Результаты спектрального анализа сигнала напряжения  $U$ , подаваемого частотным преобразователем на электродвигатель маслостанции ГПШСН 80-3,5 «Гейзер», приведены на рисунке 4.2.

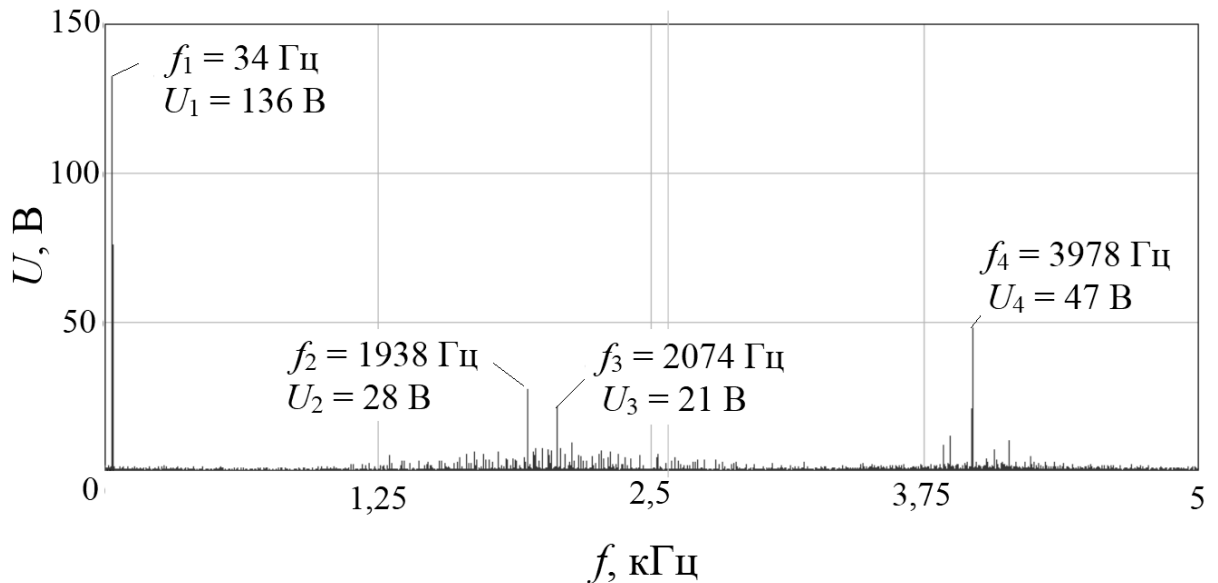


Рисунок 4.2 – Спектр сигнала напряжения ( $U$ ) приводного двигателя маслостанции ГПШСН 80-3,5 «Гейзер»

Анализ данных, приведенных на рисунках 4.1 и 4.2, позволяет достоверно определить наличие гармоник высшего порядка в сигнале напряжения. Следует отметить, что аналогичная форма сигнала напряжения электроэнергии, рекуперированной ЭП в сеть, обуславливает негативное воздействие на потребители нефтяного промысла. Использование частотного преобразователя с активным выпрямителем снижает количество высших гармоник, отдаваемых в сеть при рекуперации, но не исключает их полностью. Однако, применение такого оборудования требует от нефтедобывающего предприятия значительных экономических затрат при покупке и наличия квалифицированного инженерно-технического персонала

для наладки и обслуживания устройств, что может быть невыгодно при разработке малодебитных скважин и скважин осложненного фонда.

Результаты замеров сигналов тока и напряжения, выполненные на ЭГП УШСН типа НПК-10-8-6, приведены на рисунке 4.3. Графики представляют собой гармонические синусоиды с минимальными искажениями сигналов. Спектр сигнала напряжения (рисунок 4.4) имеет частоту 50 Гц, гармоники высшего порядка отсутствуют.

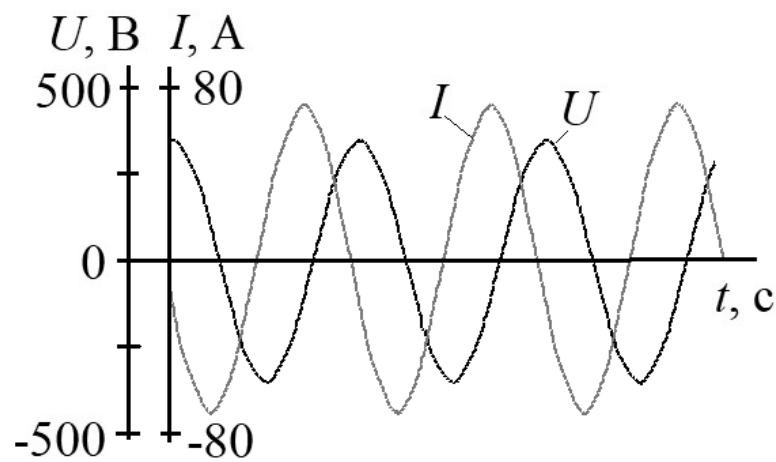


Рисунок 4.3 – Сигналы напряжения ( $U$ ) и тока ( $I$ ) приводного двигателя ЭГП УШСН типа НПК-10-8-6

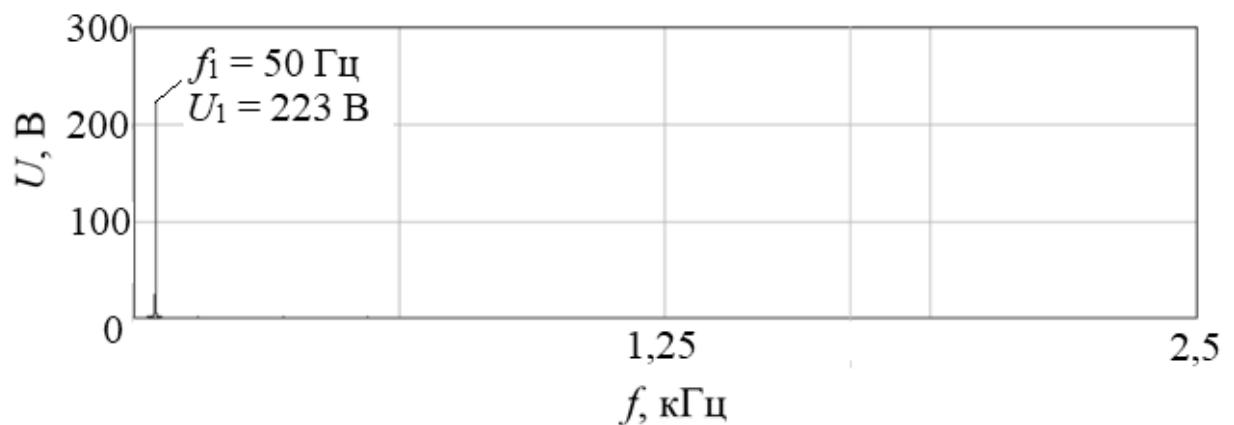


Рисунок 4.4 – Спектр сигнала напряжения ( $U$ ) приводного двигателя месторождения ГПШСН 80-3,5 «Гейзер»

Одним из основных недостатков ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием является низкая надежность и малая наработка привода на отказ. Указанное обусловлено высокой динамической нагруженностью привода. При опускании ТПКШ приводной электродвигатель ЭГП УШСН начинает функционировать в генераторном режиме (см. рисунок 3.13), что обуславливает действие динамических нагрузок (возникновение ударов при переходе электродвигателя из двигательного в генераторный режим работы) на приводной вал аксиально-поршневого мотор-насоса. Указанное приводит к усталостному износу металла шлицевого вала мотор-насоса и его последующему разрушению (41,6 % отказов, см. рисунок 1.27).

Для повышения надежности и энергоэффективности функционирования ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием автором предложены следующие технические решения.

Устранение динамических нагрузок, действующих на приводные валы электродвигателя и мотор-насоса маслостанции ЭГП, возможно посредством замены мотор-насоса на две необратимые объемные гидравлические машины: мотор и насос. При этом гидромотор соединяется с отдельным генератором и может иметь меньший рабочий объем по сравнению с насосом. Принципиальная схема предложенного автором ЭГП УШСН представлена на рисунке 4.5.

Предлагаемый ЭГП УШСН содержит следующие элементы. Силовой ГЦ 1, который обеспечивает возвратно-поступательное движение ТПКШ и, тем самым, работу скважинного штангового насоса. Гидрораспределитель 2 с электромагнитным управлением, который осуществляет смену направления потока рабочей жидкости в гидравлической системе привода в конце хода ТПКШ вверх и в конце хода ТПКШ вниз.

Насос 3 и гидромотор 6 обеспечивают, соответственно, преобразование механической энергии в гидравлическую и наоборот. Приводной

электродвигатель 4 кинематически связан с насосом 3. Гидромотор 6 соединен с генератором 12.

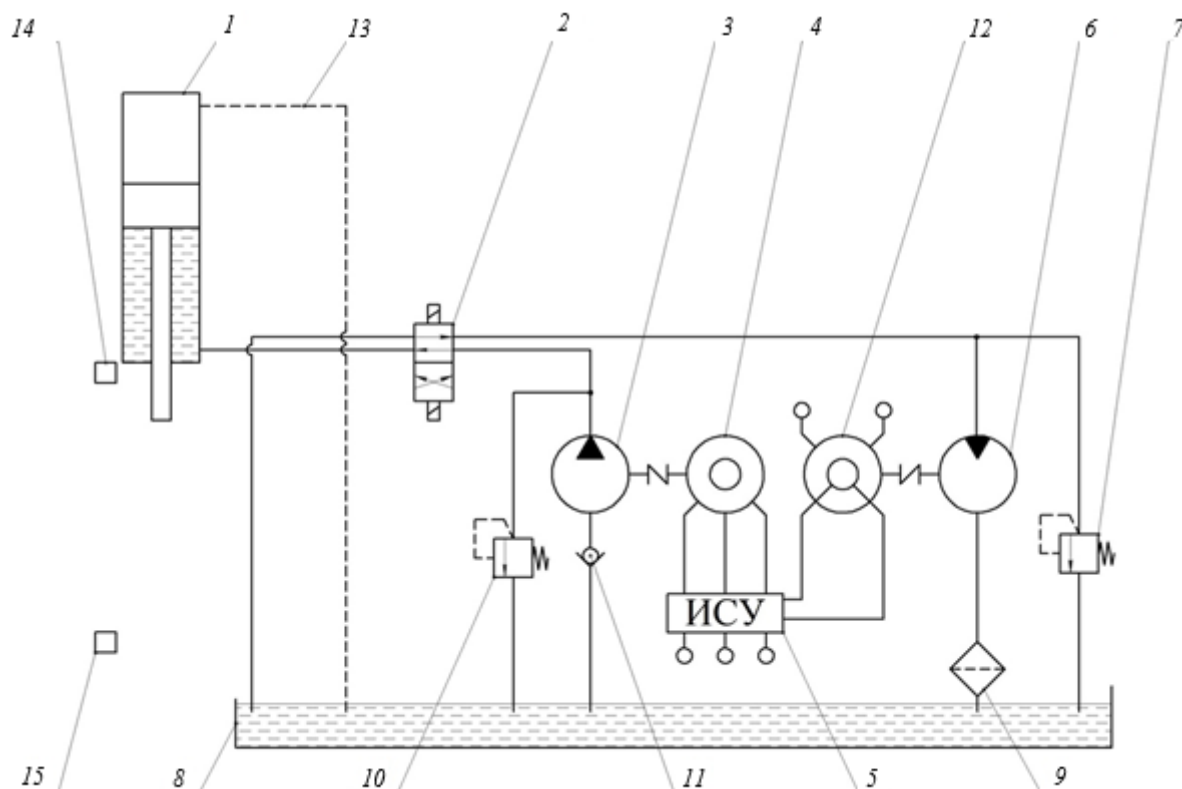


Рисунок 4.5 – Принципиальная схема усовершенствованного ЭГП УШСН

Интеллектуальная система управления 5 (ИСУ), которая включает в себя частотный преобразователь (ЧП), управляет электродвигателем 4 и подает напряжение на обмотку возбуждения генератора 12. Также ИСУ управляет работой гидрораспределителя 2. В состав предлагаемого ЭГП УШСН входят предохранительные клапаны 7 и 10, маслобак 8, фильтр 9, обратный клапан 11. Поршневая полость силового ГЦ 1 соединена с дренажным трубопроводом 13. Положение штока силового ГЦ 1 контролируется датчиками 14 и 15.

Описываемый ЭГП УШСН функционирует следующим образом. С помощью ИСУ 5 осуществляют пуск электродвигателя 4, в результате чего начинает работать насос 3. Рабочая жидкость всасывается насосом 3 из маслобака 8, проходя через обратный клапан 11, после чего нагнетается в

штоковую полость силового ГЦ 1 по направлению, заданным гидрораспределителем 2 в первом положении (I). Таким образом, под действием давления рабочей жидкости на поршень ГЦ 1 обеспечивается подъем штока и ТПКШ. В конце хода ТПКШ вверх по сигналу датчика 14 ИСУ 5 переключает гидрораспределитель 2 во второе положение (II), в результате чего напорный трубопровод насоса 3 сообщается с маслобаком 8, а входной трубопровод гидромотора 6 – с штоковой полостью силового ГЦ 1. При этом насос 3 работает в режиме холостого хода. На обмотку возбуждения генератора 13 подается напряжение от ИСУ 5. Движение рабочей жидкости на вход гидромотора 6 осуществляется в результате ее вытеснения из штоковой полости силового ГЦ 1 при перемещении поршня, вызванного передаваемым через шток усилием веса колонны штанг в скважинной жидкости. Крутящий момент от гидромотора 6 сообщается валу генератора 12, в результате чего возникшая ЭДС на обмотках статора генератора 12 обеспечивает передачу электрической энергии на аккумулятор. В конце хода колонны штанг вниз ИСУ 5 по сигналу датчика 15 переключает гидрораспределитель 2 обратно в первое положение (I), а далее цикл работы ЭГП УШСН повторяется. Таким образом, минимизируются динамические составляющие нагрузок, как на валах гидромашин 3 и 6, так и на валах электродвигателя 4 и генератора 12.

В процессе рекуперации электрической энергии посредством ИСУ серийно выпускаемых ЭГП с электродинамическим уравниванием в сигнале напряжения возникают паразитные ЭДС, ухудшающие условия работы электропотребителей и негативно влияющие на качество электроэнергии [1, 3]. Снижение реактивной мощности и, соответственно, её влияния на сеть нефтепромысла может осуществляться посредством установки различных электротехнических компенсирующих устройств, приобретение которых существенно увеличивает капитальные и эксплуатационные затраты нефтедобывающего предприятия.



Решить задачу по устранению указанного недостатка можно посредством применения схемы подключения электропотребителей, входящих в состав ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием. Схема, предложенная автором (рисунок 4.6), позволяет осуществлять накопление и последующее использование аккумулированной электрической энергии для обеспечения работы периферийных устройств и вспомогательных электропотребителей в составе ЭГП УШСН.

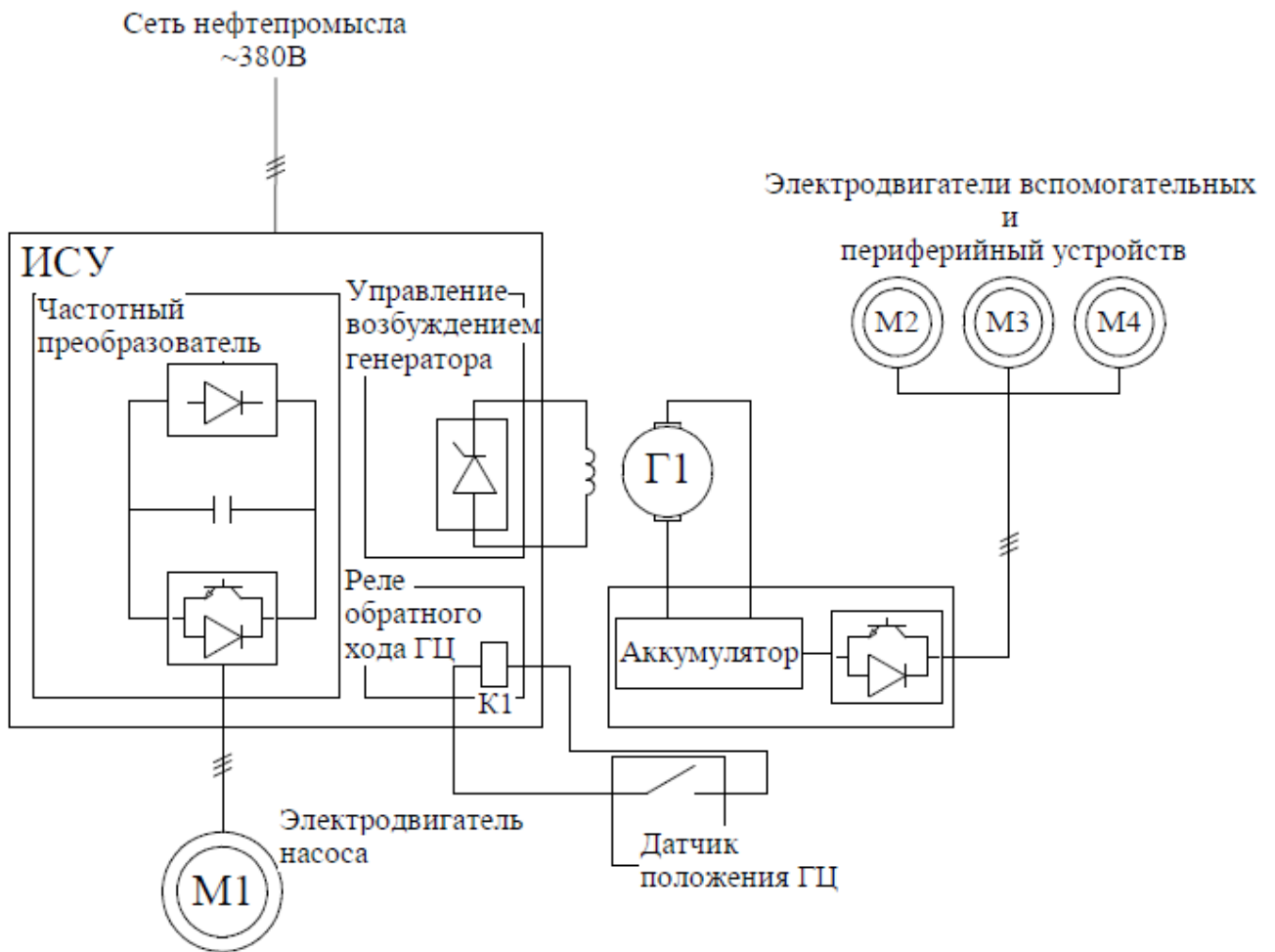


Рисунок 4.6 – Структурная схема подключения электропотребителей, входящих в состав ЭГП УШСН с электродинамическим типом уравнивания

Рассматриваемая структурная схема подключения электропотребителей и периферийных устройств ЭГП УШСН включает в себя реле обратного хода силового ГЦ и аккумулятор электрической энергии.

При подъеме ТПКШ вверх и втягивании штока силового ГЦ, питающее напряжение от электросети принимается частотным преобразователем и после подается с заданными параметрами на обмотки электродвигателя насоса маслостанции ЭГП М1. За счет изменения в ЧП параметров питающего напряжения осуществляется регулирование скорости вращения ротора электродвигателя М1 и, соответственно, производительности насоса ЭГП УШСН. Возможность изменять производительность насоса обеспечивает регулирование частоты ходов ТПКШ.

При ходе ТПКШ вниз рабочая жидкость вытесняется из штоковой полости силового ГЦ и подается под давлением в гидромотор, который обеспечивает вращение ротора генератора Г1. При срабатывании датчика обратного хода силового ГЦ соответствующее реле К1 активирует систему управления возбуждением генератора Г1, которая регулирует ток в цепи обмотки возбуждения пропорционально скорости вращения вала гидромотора. Электрический двигатель насоса М1 в это время работает на заданных оборотах в режиме холостого хода. Вырабатываемая генератором Г1 электрическая энергия запасается в аккумуляторе и далее расходуется при эксплуатации вспомогательных потребителей электроэнергии в составе ЭГП УШСН и периферийных устройств: штанговращателей, локальных нагревателей, установок для дозирования реагентов в скважину и др. Применение описанного технического решения позволяет аккумулировать энергию и эффективно её использовать в работе ЭГП УШСН с электродинамическим типом уравнивания [28, 58].

Для повышения энергоэффективности функционирования ЭГП и расширения диапазонов режимных параметров работы привода УШСН электродвигатель насосной станции М1 может быть выполнен вентильным, с ротором на постоянных магнитах.

Таким образом, предложенные и запатентованные технические решения обеспечивает энергоэффективное функционирование ЭГП и

использование выработанной энергии при работе приводов УШСН с электродинамическим уравниванием.

#### **4.2 Разработка алгоритма функционирования ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием**

Автором разработан алгоритм функционирования предложенного ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием. Блок-схема алгоритма приведена на рисунке 4.7.

Проверка заключается в постоянном контроле превышения параметров ЭГП, таких как ток приводного электродвигателя, температура его обмоток, параметров питающей сети и других.

При отсутствии аварий алгоритмом определяется необходимость регулирования длины хода штока путём сравнения фактической максимальной высоты хода ( $S_{\max}$ ) с задаваемой оператором или интеллектуальной системой уставкой высоты хода ( $S_y$ ) для поддержания оптимального режима работы.

При необходимости регулирования определяется рассогласование фактической максимальной высоты хода  $S_{\max}$  от уставки по высоте хода  $S_y$ . Положительное или отрицательное отклонение параметров обуславливает уменьшение или увеличение значения максимальной высоты хода, соответственно, посредством изменения количества нагнетаемой жидкости в штоковую область силового гидроцилиндра. Изменение максимальной высоты хода достигается применением некоторого заданного алгоритмом шага ( $\Delta_s$ ). Нижний уровень ( $S_{\min}$ ) всегда неизменен и соответствует нижнему уровню хода штока гидроцилиндра. Таким образом, после выбора уставки ход штока силового гидроцилиндра будет ограничен зоной от  $S_{\min}$  до  $S_y$ .

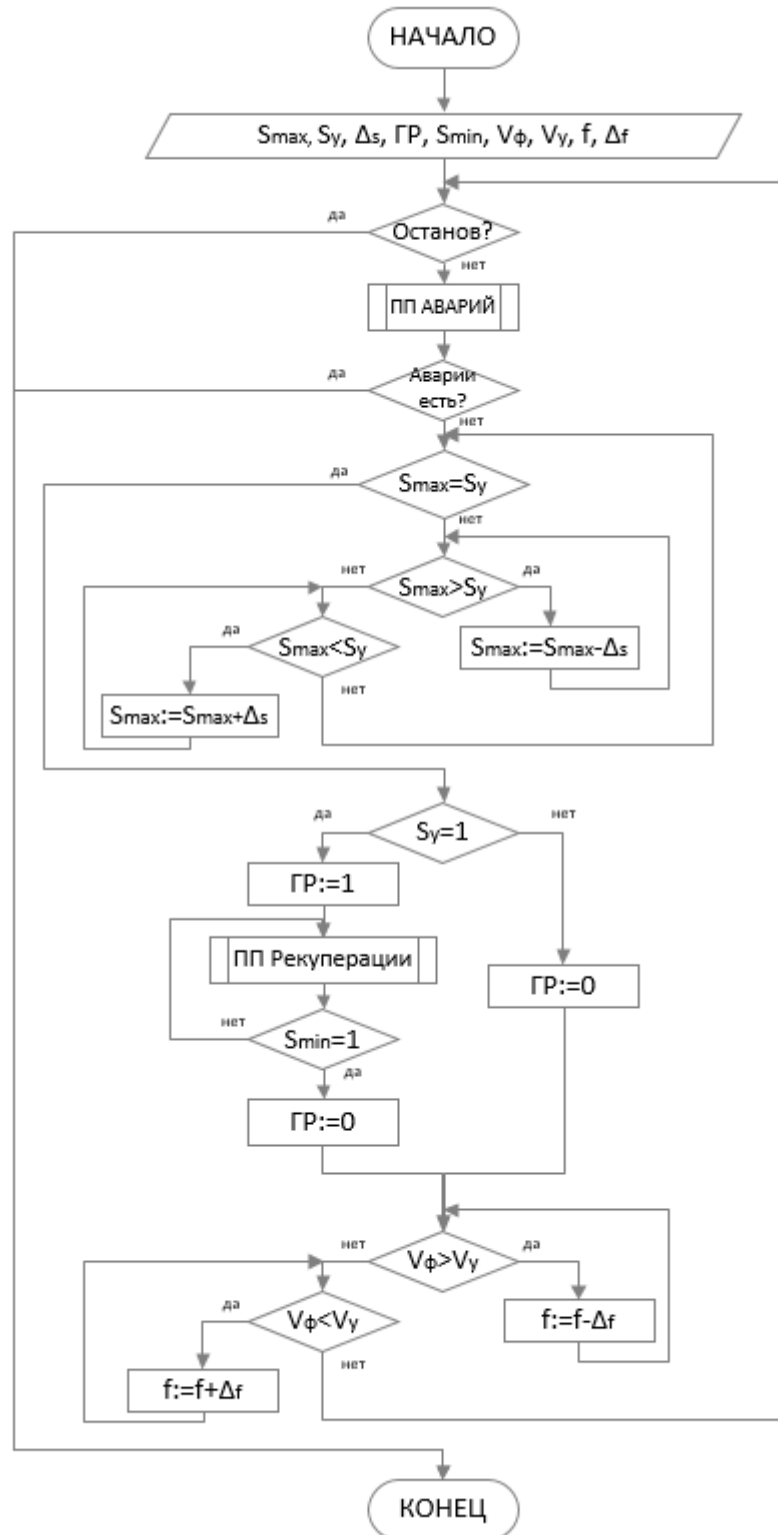


Рисунок 4.7 – Блок-схема алгоритма функционирования ЭГП УШСН с электродинамическим уравновешиванием

Начальным этапом работы алгоритма автоматического управления ЭГП является проверка на наличие команды на останов и проверки аварий.

При достижении штока уровня  $S_y$  начинается ход вниз, при котором возможна рекуперация электроэнергии в сеть. Система управления переключает гидрораспределитель (ГР) в положение обратного хода и, соответственно, активирует режим рекуперации, реализованный отдельной подпрограммой (рисунок 4.8).

В режиме рекуперации проводится проверка системы на аварии аналогично основному процессу. В подпрограмме заложена отдельная система проверки аварии, так как неисправности в цепи рекуперации не должны остановить основной процесс добычи.

При отсутствии аварий в системе рекуперации алгоритмом определяется скорость вращения вала гидромотора ( $\omega_{\text{ГМ.}\phi}$ ), которая должна быть выше некоторой установленной минимальной ( $\omega_{\text{ГМ.min}}$ ) для того, чтобы оптимально использовать механическую энергию вращения на входе генератора.

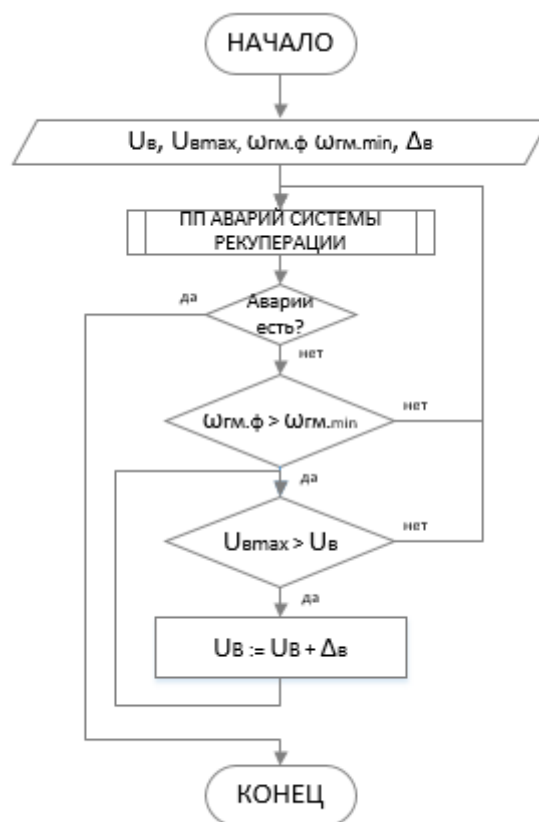


Рисунок 4.8 – Блок-схема подпрограммы функционирования системы рекуперации энергии ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием

После достижения необходимой скорости вращения вала гидромотором на обмотку возбуждения подается напряжение возбуждения ( $U_B$ ) с плавным повышением значения. Плавность достигается увеличением параметра с некоторым заданным алгоритмом шагом ( $\Delta_B$ ). Увеличение напряжения возбуждения происходит до достижения максимального значения ( $U_{B,max}$ ).

Процесс рекуперации происходит пока шток гидроцилиндра опускается вниз до минимального нижнего уровня  $S_{min}$ . По достижении штоком нижнего уровня рекуперация прекращается, а ее очередной цикл начнется при следующем достижении штока заданного верхнего уровня  $S_y$ .

Также алгоритмом предусмотрено регулирование скорости качания. Для реализации регулирования в программу автоматического управления ЭГП задается уставка по скорости  $V_y$ , значение которой сравнивается с фактическим  $V_\phi$ . При их положительном или отрицательном рассогласовании скорость вращения приводного электродвигателя уменьшается или увеличивается, соответственно, посредством плавного изменения управляющей частоты ( $f$ ) напряжения на частотном преобразователе. Плавность изменения частоты напряжения достигается применением некоторого заданного алгоритмом шага ( $\Delta_f$ ).

Вышеописанный процесс, определенный алгоритмом управления, является цикличным, а его окончание определяется наличием команды на останов или аварийную остановку по несоответствию регулируемых рабочих параметров.

### 4.3 Выводы по главе 4

1. Повышение эффективности функционирования ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием гидropередачи, минимизация вредного влияния высших гармоник сигнала напряжения рекуперированной энергии на потребители в промышленных сетях обеспечивается посредством аккумулирования и использования генерируемой электроэнергии для работы вспомогательных и периферийных устройств УШСН согласно разработанной схеме и алгоритму функционирования привода.

2. Разработана схема и алгоритм функционирования ЭГП с аккумулированием и использованием электроэнергии, вырабатываемой при холостом ходе штока силового гидроцилиндра, для работы вспомогательных устройств УШСН.

3. Для повышения энергоэффективности ЭГП УШСН предложено использовать вентильные двигатели с роторами на постоянных магнитах.

## ГЛАВА 5 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОЦЕНКЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ УШСН С ВЕНТИЛЬНЫМ ПРИВОДОМ

### 5.1 Общие сведения о работе УШСН с вентильным приводом

Как указывалось выше, решение задач снижения удельных затрат энергии на добычу нефти при эксплуатации УШСН, автоматизации и расширение диапазонов регулирования параметров работы систем приводов УШСН возможно посредством использования вентильных электродвигателей (рисунки 5.1 и 5.2) с роторами на постоянных магнитах.

Специалистами ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», совместно с заводами-изготовителями и научно-исследовательскими организациями, с 2015 года проводятся промышленные испытания и осуществляется опытная эксплуатация различных конструкций ЭМП УШСН, оснащенных вентильными двигателями (ВД).

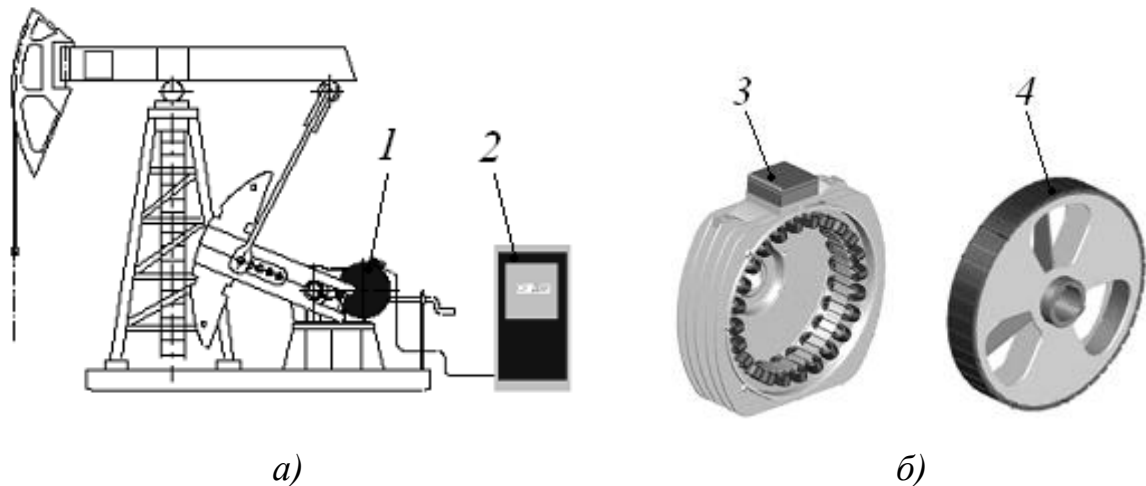


Рисунок 5.1 – ЭМП УШСН с вентильным двигателем (а) и основные сборочные единицы ВД (б): 1 – ВД; 2 – станция управления; 3 – статор ВД; 4 – ротор ВД с постоянными магнитами

Основные сборочные единицы вентильного двигателя – статор и ротор (см. рисунок 5.1, б). Статор двигателя устанавливается непосредственно на редуктор станка-качалки, крепится жестко на место крышки подшипника



входного вала (рисунок 5.2). Ротор двигателя (см. рисунок 2.9) монтируется на входном валу редуктора СК. При этом следует отметить, что в описываемом исполнении собственных подшипниковых опор ВД не имеет.

Замена асинхронных двигателей вентильными позволяет повысить КПД привода и УШСН в целом, при общем снижении металлоёмкости и габаритов установки [84].



Рисунок 5.2 – Общий вид станка-качалки СКДР-8-3 с вентильным двигателем ВДПМ-СК-22В и станцией управления *Danfoss-SALT-ВД*

Управление работой вентильными двигателями УШСН осуществляет промышленный контроллер станции управления ВД, реализующий программные алгоритмы. Система датчиков позволяет контролировать параметры состояния ВД, нагрузки на валу двигателя, фактические значения токов и напряжений, другие показатели работы. Совокупность показаний входных сигналов, заданных показателей и реализуемых алгоритмов формируются сигналы управления ВД. Логика алгоритма подразумевает оптимизацию работы УШСН (рациональное соотношение

производительности к энергопотреблению) и выполняется непрерывно в период эксплуатации [56, 104].

Посредством крепления ротора ВД на вал редуктора устраняются недостатки применения клиноременной передачи – проскальзывания ремней по шкивам и потери энергии. Применение системы, состоящей из ВД и интеллектуальной станции управления, увеличивает диапазон регулирования параметров УШСН. Возможность регулирования скорости подъема и опускания колонны штанг УШСН в широких диапазонах обусловлена реализацией четырёхпериодного алгоритма управления системы привода.

## **5.2 Оценка энергетических показателей работы балансирных станков-качалок УШСН оснащенных вентильными двигателями**

Опытно-промысловые испытания ЭМП УШСН – балансирных СК, – оснащенных вентильным двигателем ВДПМ-СК-22В и асинхронным электродвигателем 4АМИ200М6У3/22/980 с клиноременной передачей, проводились на скважине № 1001 Западного месторождения ЦДНГ-7 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (глубина подвески насоса –  $L = 1470,3$  м). Технические характеристики испытываемых двигателей приведены в таблице 5.1.

УШСН, на которой проводились сравнительные испытания, оснащалась электромеханическим приводом – станком-качалкой СКДР-8-3 с редуктором ЦЗНШ-450-40, управлялась станцией *VLT-SALT*. Асинхронный двигатель 4АМИ200М6У3/22/980 был включен в привод УШСН через клиноременную передачу, а вентильный электродвигатель ВДПМ-СК-22В устанавливался на место подшипниковой крышки входного вала редуктора.

Программа испытаний включала два этапа. Первый этап заключался в установке ВД на СК, после чего проводилась настройка интеллектуальной станции управления *VLT-SALT* и задавались режимные параметры работы

УШСН. На втором этапе выполнялся демонтаж ВД, СК оснащался асинхронным двигателем и клиноременной передачей.

Таблица 5.1 – Характеристики испытываемых двигателей СК

Номинальные характеристики	ВДПМ-СК-22В	4АМИ200М6У3
Тип двигателя	вентильный (синхронный)	асинхронный
Мощность, кВт	22	22
Напряжение, В	296	380
Частота вращения, об/мин	450	975
Момент, Нм	470	215
Ток, А	48,5	45
КПД, %	94	90,5
Габариты		
Диаметр, мм	770	450
Длина, мм	300	790
Масса, кг	295	270

Методика экспериментальных исследований предусматривала ежедневный контроль дебита скважины и энергопотребления испытываемых электродвигателей УШСН. При испытаниях режимные параметры работы приводов были идентичны [45, 85].

По результатам анализа испытаний установлено, что применение ВД снижает удельное энергопотребление на подъем скважинной жидкости на 13 % (таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Результаты опытно-промышленных испытаний балансирного СК, оснащенного перспективным вентильным двигателем

Станок-качалка	СКДР-8-3	
Приводной электродвигатель	4АМИ200М 6У3	ВДПМ-СК- 22В
Номинальная мощность двигателя, кВт	22	22
Ном. скорость вращения вала двигателя, об/мин	975	450
Длина хода точки подвеса штанг, м	3	3
Частота качаний, мин <sup>-1</sup>	5,6	5,6
Общее время замеров, суток	12	14
Удельное энергопотребление, кВт·ч/м <sup>3</sup>	5,4	4,7
Удельное энергопотребление относительно СК с асинхронным двигателем, отн.ед.	1	0,87

Увеличение дебита скважины при идентичных режимных параметрах работы привода обусловлено улучшением условий заполнения скважинного насоса. В ходе испытаний также определены недостатки привода УШСН с ВД, а именно, высокая стоимость самого ВД и интеллектуальной станции управления *VLT-SALT*, сложность её настройки, а также малое время наработки на отказ вентильного двигателя.

В результате анализа ваттметрограмм (рисунок 5.3) работы ВД выявлено, что использование алгоритма четырёхпериодного управления привода УШСН приводит к возникновению знакопеременных нагрузок на валу приводного двигателя и в передачах редуктора. При движении головки балансира СК вверх скорость вращения ротора ВД снижается, что позволяет уменьшить пиковые нагрузки (см. рисунок 5.3, период *AB*) и улучшить условия заполнения жидкостью цилиндра скважинного штангового насоса.

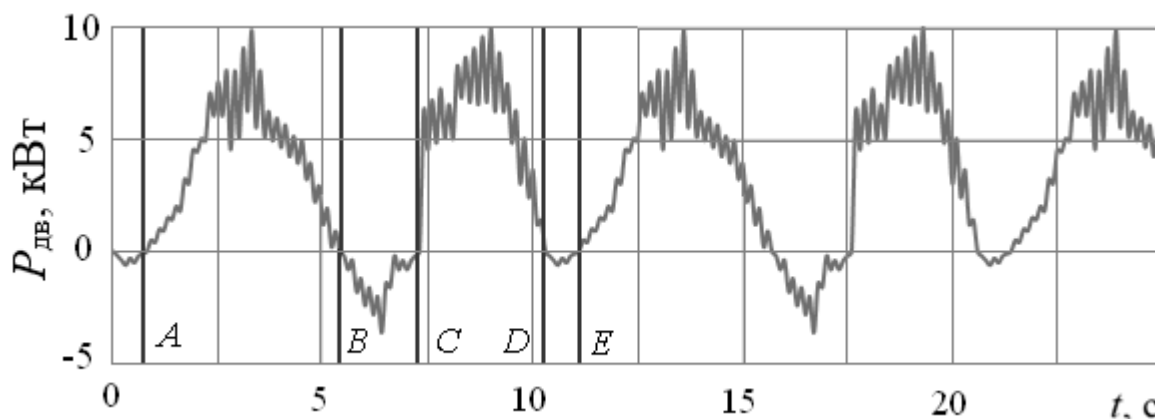


Рисунок 5.3 – Ваттметрограмма вентильного двигателя ВДПМ-СК-22В при работе СКДР-8-3: *AB* – подъем кривошипного груза; *BC* и *DE* – переходные процессы; *CD* – подъем колонны штанг и столба пластовой жидкости

Для компенсации увеличения времени рабочего хода (подъема) плунжера скважинного насоса, опускание (холостой ход) плунжера осуществляется с повышенной скоростью (см. рисунок 5.3, период *CD*). То есть, при опускании головки балансира СК и ходе колонны насосных штанг

вниз станция управления *VLT-SALT* увеличивает частоту вращения ротора ВД.

Таким образом, время полного цикла качания и число двойных ходов плунжера насоса остаётся таким же, как и при испытаниях СК с клиноременной передачей и асинхронным приводом. Указанное положительно сказывается на энергоэффективности использования станка-качалки с приводным вентильным электродвигателем.

Результаты сравнительных испытаний вентильных и асинхронных двигателей СК подтверждают перспективность разработки и внедрения вентильного привода. Однако, следует оптимизировать алгоритмы управления ВД по условию минимизации динамических нагрузок и времени протекания переходных процессов.

### **5.3 Выводы по главе 5**

Анализ данных экспериментальных исследований по оценке нагруженности и энергетических показателей функционирования вентильных приводов УШСН при добыче нефти из скважин позволяет сделать следующие выводы.

1. Совместное использование ВД с интеллектуальной станцией управления обеспечивает возможность расширения диапазонов режимных параметров работы УШСН.

2. Использование ВД с интеллектуальной станцией управления обеспечивает повышение энергоэффективности функционирования УШСН. По результатам испытаний определено, что удельные энергозатраты на работу УШСН с приводом, оснащённым ВД, меньше на 13 %, чем при работе СК с асинхронным электродвигателем и клиноременной передачей.

3. Установлено, что устранение клиноременной передачи из кинематической цепи СК и применение интеллектуальной станции управления *VLT-SALT* позволяет регулировать в широких диапазонах

рабочие параметры УШСН, при этом обеспечивается точность и быстродействие регулирования режимных параметров.

4. Проведен анализ ваттметрограмм ВД, полученных по результатам экспериментальных исследований, по результатам которых определено наличие переходных процессов при реализации четырехпериодного управления. Указанное обуславливает необходимость совершенствования алгоритмов управления ВД УШСН.

### **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В диссертационной работе на основании выполненных автором исследований решена актуальная задача повышения энергоэффективности функционирования электротехнических систем приводов штанговых скважинных насосных установок для добычи нефти.

Основные результаты работы заключаются в следующем.

1. Выполнен анализ конструктивных особенностей, режимов работы и условий функционирования систем ЭМП и ЭГП УШСН.

2. Теоретически и экспериментально исследован процесс формирования нагрузок на элементы УШСН. Характер изменения нагрузок, действующих на элементы УШСН, оборудованных ЭГП с различными типами уравнивания, существенно отличается от нагруженности узлов УШСН с ЭМП типа балансирный СК. Эти отличия непосредственно связаны с иным законом движения ТПКШ, а причины, определяющие отличия закона движения и усилий, взаимосвязаны.

3. Разработана методика сравнительной оценки энергоэффективности функционирования ЭМП и ЭГП УШСН в условиях нефтяных промыслов.

4. Экспериментально определены удельные затраты энергии на добычу скважинной жидкости при работе систем ЭМП и ЭГП УШСН. Доказано, что испытываемые ЭГП УШСН с пневматическим уравниванием гидропередачи характеризуются низкой энергоэффективностью. Удельные

затраты энергии на добычу скважинной жидкости увеличиваются по сравнению с использованием балансирных СК на 84,4...121,9 %.

5. Доказано, что испытываемые ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием гидropередачи характеризуется энергопотреблением до 13,4 % выше по сравнению с балансирными ЭМП. В сеть нефтепромысла рекуперируется 25...29 % электроэнергии от потребляемой при-водом.

6. Повышение эффективности функционирования ЭГП УШСН с электродинамическим уравниванием гидropередачи, минимизация вредного высших гармоник сигналов напряжения на потребители в промышленных сетях обеспечивается посредством аккумулирования и использования генерируемой электроэнергии для работы вспомогательных и периферийных устройств УШСН согласно разработанной схеме и алгоритму функционирования привода.

7. Доказано, что оснащение систем ЭМП УШСН вентильными двигателями и интеллектуальными станциями управления, обеспечение жесткой кинематической связи ВД и механической передачи, определяет повышение энергоэффективности функционирования УШСН до 13 %.

8. Результаты диссертации используются в ООО «НСХ Азия Дриллинг» (г. Пермь) при разработке методологии и совершенствования оборудования для контроля параметров систем приводов УШСН; применяются в учебном процессе в ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» при обучении студентов по направлению подготовки 130400.65 «Горное дело», специализаций «Электрификация и автоматизация горного производства».

9. Перспективным направлением развития темы исследования является разработка алгоритмов регулирования режимных параметров систем приводов УШСН с вентильными двигателями.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- $a$  – ускорение точки подвеса колонны насосных штанг,  $\text{м/с}^2$ ;
- $A$  и  $B$  – размерные конструктивные параметры СК, м;
- $\lambda$  – коэффициент мощности приводного двигателя УШСН;
- $d_{\text{п}}$  – диаметр плунжера скважинного насоса, м;
- $E$  – модуль упругости материала штанг (труб), Па;
- $F_{\text{п}}$  – площадь поперечного сечения плунжера скважинного насоса,  $\text{м}^2$ ;
- $f_{\text{т}}$  – площадь поперечного сечения тела насосных труб,  $\text{м}^2$ ;
- $f_{\text{ш}}$  – площадь поперечного сечения тела насосных штанг,  $\text{м}^2$ ;
- $G_a$  – вес уравнивающего груза при грузовом уравнивании привода УШСН, Н;
- $G_{\text{в}}$  и  $G_{\text{н}}$  – усилия в ТПКШ при ходе плунжера скважинного насоса вверх и ходе вниз, Н;
- $G_{\text{виб}}$  – вибрационная нагрузка, Н;
- $G_{\text{ж}}$  – вес столба жидкости, Н;
- $G_{\text{и.в}}$  и  $G_{\text{и.н}}$  – инерционные нагрузки, обусловленные переменной по величине и направлению скоростью движения колонны штанг и поднимаемой жидкости, при движении плунжера насоса вверх и вниз соответственно, Н;
- $G_{\text{кл.в}}$  и  $G_{\text{кл.н}}$  – силы, возникающие в результате перепада давления в клапанах насоса, при движении плунжера насоса вверх и вниз соответственно, Н;
- $G_{\text{тр.м}}$ ,  $G_{\text{тр.г}}$ ,  $G_{\text{тр.пл}}$  – силы трения, возникающие в результате взаимодействия движущейся колонны штанг с НКТ, обтекания пластовой жидкостью колонны штанг, взаимодействия плунжера и цилиндра скважинного насоса, соответственно, Н;
- $G_{\text{ш}}$  – вес колонны штанг в жидкости, Н;
- $h$  – глубина погружения штангового скважинного насоса под динамический уровень, м;
- $H_{\text{в.ср}}$  – средняя величина удельных энергозатрат на добычу скважинной жидкости при работе УШСН,  $\text{кВт}\cdot\text{ч/м}^3$ ;



$H_{w,ср.б}$  – средняя величина удельных энергозатрат на добычу скважинной жидкости при работе УШСН оснащенной балансирным СК, кВт·ч/м<sup>3</sup>;

$H_{w,ср.ис}$  – средняя величина удельных энергозатрат на добычу скважинной жидкости при работе УШСН оснащенной испытываемым приводом, кВт·ч/м<sup>3</sup>

$h_{тр}$  – величина проседания плит под треногой опорой ЭГП УШСН относительно друг друга, мм;

$J$  – момент инерции маховика, кг·м<sup>2</sup>;

$k$  – длина заднего плеча балансира СК, м;

$k_1$  – длина переднего плеча балансира СК, м;

$k_2$  – конструктивный коэффициент СК;

$k_r$  – конструктивный коэффициент СК;

$k_{тр}$  – коэффициент трения;

$k_{э.эф}$  – коэффициент энергоэффективности привода УШСН;

$L$  – глубина подвески насоса УШСН, м;

$l$  – длина шатуна СК, м;

$m$  – показатель политропы;

$n$  – частота ходов точки подвеса штанг, мин<sup>-1</sup>;

$P_{дв}$  – расчетная мощность приводного электродвигателя УШСН, кВт;

$p$  – кратчайшее расстояние между центрами качания балансира и вращения кривошипа СК, м;

$p_1$  и  $p_2$  – давления газа в пневмоаккумуляторе, соответствующие объему  $V_1$  и  $V_2$ , Па;

$q$  – средняя линейная масса колонны насосных штанг, кг/м;

$Q_T$  – теоретическая производительность насосной установки, м<sup>3</sup>/сут;

$Q_ф$  – фактическая производительность насосной установки, м<sup>3</sup>/сут;

$r$  – радиус кривошипа, м;

$S$  – перемещение точки подвеса колонны штанг от крайнего нижнего положения, м;

$S_0$  – длина хода точки подвеса колонны насосных штанг, м;

$S_{\text{пл}}$  – длина хода плунжера скважинного насоса, м;

$T$  – время двойного хода, с;

$t$  – время, с;

$V_1$  и  $V_2$  – максимальный и минимальный объем газа в пневмоаккумуляторе при уравнивании силового гидроцилиндра, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{в.мах}}$  – максимальная скорость движения ТПКШ вверх, м/с;

$V_{\text{к}}$  – средняя скорость распространения колебаний в колонне насосных штанг, м/с;

$V_{\text{н.мах}}$  – максимальная скорость движения ТПКШ вниз, м/с;

$W_{\text{п.н}}$  – затраты энергии на полезную работу штангового скважинного насоса, кВт·ч;

$W_y$  – энергия, запасенная уравнивающим устройством, Дж;

$\alpha$  – коэффициент асимметрии цикла;

$\Delta G$  – разность нагрузок на плиты под треногой опорой ЭГП УШСН, кН;

$\Delta S_{\text{в}}$  – дополнительные перемещения плунжера скважинного насоса под влиянием продольных колебаний колонны насосных штанг при движении вверх, м;

$\Delta S_{\text{н}}$  – дополнительные перемещения плунжера скважинного насоса под влиянием продольных колебаний колонны насосных штанг при движении вниз, м;

$\Delta W$  – потери энергии при работе УШСН, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{дв}}$  – потери энергии в приводном двигателе УШСН, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{кп}}$  – потери энергии при работе клиноременной передачи СК, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{н}}$  – потери энергии при работе штангового скважинного насоса, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{ш}}$  – потери энергии при подъеме колонны штанг, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{р}}$  – потери энергии при работе редуктора СК, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{сy}}$  – потери энергии при работе станции управления УШСН, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{чз}}$  – потери энергии при работе шарнирного четырехзвенника СК, кВт·ч;

$\Delta X$  – изменение смещения вершины шатровой опоры, мм;

- $\eta$  – полный КПД УШСН;  
 $\eta_{\text{дв}}$  – КПД приводного электродвигателя УШСН;  
 $\eta_{\text{н}}$  – КПД скважинного насоса;  
 $\eta_{\text{п}}$  – коэффициент подачи штангового скважинного насоса;  
 $\eta_{\text{пр}}$  – КПД привода УШСН;  
 $\eta_{\text{у}}$  – КПД уравнивающего устройства;  
 $\eta_{\text{шт}}$  – КПД колонны насосных штанг и НКТ при работе в составе УШСН;  
 $\lambda_{\text{пп}}$  – суммарная величина потерь хода плунжера насоса УШСН, м;  
 $\lambda_{\text{ш}}$  и  $\lambda_{\text{т}}$  – величины потерь хода плунжера скважинного насоса УШСН вследствие упругой деформации насосных штанг и НКТ соответственно, м;  
 $\mu$  и  $\mu_1$  – конструктивные коэффициенты СК;  
 $\mu_{\text{ж}}$  – вязкость жидкости, сСт;  
 $\xi$  – коэффициент трения, пропорциональный скорости перемещения колонны насосных штанг;  
 $\rho_{\text{ж}}$  – плотность скважинной жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\rho_{\text{ст}}$  – плотность материала насосных штанг, кг/м<sup>3</sup>;  
 $\Sigma W$  – суммарные затраты энергии на работу УШСН, кВт·ч;  
 $\varphi$  – угол между радиусом кривошипа и направлением неподвижного звена  $p$  СК, рад;  
 $\omega$  – угловая скорость вращения кривошипа в механизме СК, рад/с;  
 $\omega_{\text{у.макс}}$  и  $\omega_{\text{у.мин}}$  – максимальная и минимальная частоты вращения маховика, с<sup>-1</sup>.  
 ВД – вентильный двигатель;  
 КПД – коэффициент полезного действия  
 НКТ – насосно-компрессорные трубы;  
 СК – станок-качалка;  
 ТПКШ – точка подвеса колонны насосных штанг;  
 УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;  
 УШСН – штанговая скважинная насосная установка.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Абрамович, Б. Н. Методы и средства повышения уровня энергосбережения и энергоэффективности на горных предприятиях / Б. Н. Абрамович, Ю. А. Сычев, Ю. Л. Жуковский // Горное оборудование и электромеханика. – 2015. – №. 5. – С. 25-30.
2. Абрамович, Б.Н. Повышение качества электрической энергии и обеспечение электромагнитной совместимости электрооборудования в сетях нефтедобывающих предприятий с помощью параллельного активного фильтра / Б. Н. Абрамович, Ю. А. Сычев, Д. А. Устинов // Технологии электромагнитной совместимости. – 2013. – №. 1. – С. 39-43.
3. Абрамович, Б. Н. Электроснабжение предприятий: Учебное пособие / Б. Н. Абрамович, Ю. Л. Жуковский, Ю. А. Сычев, Д. А. Устинов. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский горный университет, 2015. – 297 с.
4. Адонин, А. Н. Добыча нефти штанговыми насосами / А. Н. Адонин. – М.: Недра, 1979. – 213 с.
5. Адонин, А. Н. Процессы глубиннонасосной нефтедобычи / А. Н. Адонин. – М.: Недра, 1964. – 264 с.
6. Аливердизаде, К. С. Приводы штангового глубинного насоса / К. С. Аливердизаде. – М.: Недра, 1973. – 193 с.
7. Балденко, Ф. Д. Расчеты бурового оборудования: учебное пособие / Ф. Д. Балденко. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2012. – 428 с.
8. Барков, А. В. Методика диагностирования механизмов с электроприводом по потребляемому току / А. В. Барков, Н. А. Баркова, А. А. Борисов, В. В. Федорищев, Д. В. Грищенко. – СПб.: Севзапучцентр, 2012. – 68 с.
9. Бельский, А. А. Автономный комплекс электропрогрева нефтяных скважин с использованием возобновляемых источников энергии / А. А. Бельский, В. В. Старшая, Я. Э. Шклярский // Известия Тульского

государственного университета. Технические науки. – 2023. – №. 1. – С. 516-520.

10. Беляев, Е. Ф. Совершенствование электроприводов станков-качалок нефтяных скважин с малым дебитом / Е. Ф. Беляев, А. А. Ташкинов, П. Н. Цылёв // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 91–102.

11. Беляев, Н. М. Пневмогидравлические системы. Расчет и проектирование: учебное пособие для вузов / Н. М. Беляев, Е. И. Уваров, Ю. М. Степанчук. – М.: Высшая школа, 1988. – 271 с.

12. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений / Оборудование и технологии добычи: под ред. У. Лайонза, Г. Плизга. – СПб: Профессия, 2009. – 952 с.

13. Быков, И. Ю. Эксплуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов: учебник для вузов / И. Ю. Быков, В. Н. Ивановский, Н. Д. Цхадая, Е. М. Москалева, В. В. Соловьев, Т. В. Бобылев. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. – 371 с.

14. Валеев, М. Д. Совершенствование устьевого оборудования скважин в целях технологического мониторинга и безопасности обслуживания / М. Д. Валеев, А. М. Насыров, М. Д. Курамшин // Экспозиция нефть и газ. – 2019. – № 2(69). – С. 49–51.

15. Валовский, В. М. Цепные приводы скважинных штанговых насосов / В. М. Валовский, К. В. Валовский – М: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2004. – 492 с.

16. Васильев, Б.Ю. Обеспечение энергетической развязки электроприводов и сетей электроснабжения промышленных электротехнических комплексов / Б. Ю. Васильев. В. А. Шпенст, О. В. Калашников, Г. Н. Ульянов // Записки Горного института. – 2018. – Т. 229. – С. 41-49.

17. Вдовин, Э. Ю. Новые технологии эксплуатации малобитного и периодического фонда / Э. Ю. Вдовин, Л. И. Локшин, М. А. Лурье, А. Д. Коротаев, Э. О. Тимашев // Инженерная практика. – 2017. – №11. – С. 40 – 43.
18. Вдовин, Э. Ю. Установка насосная с линейным приводом / Э. Ю. Вдовин, Л. И. Локшин // Экспозиция Нефть и Газ. – 2015. – № 5. – С. 42–43.
19. Вирновский, А. С. Теория и практика глубиннонасосной добычи нефти / А. С. Вирновский – М.: Недра, 1971. – 174 с.
20. Гизатуллин, Ф. А. Анализ режимов работы электроприводов штанговых скважинных насосных установок / Ф. А. Гизатуллин, М. И. Хакимьянов // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2017. – № 1. – Т. 13. – С. 11–18.
21. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды. – М.: Стандартиформ, 2010. – 13 с.
22. ГОСТ 5866-76. Станки-качалки. Технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 1986. – 14 с.
23. ГОСТ Р 31832-2012. Приводы штанговых скважинных насосов. Общие технические требования. – М.: Стандартиформ, 2013. – 20 с.
24. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартиформ, 2014. – 7 с.
25. Григорьев, С. Л. Гидропривод штангового скважинного насоса – новая технология добычи нефти / С. Л. Григорьев, О. В. Демидов // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2010. – № 10. – С. 59.
26. Гурьев, П. А. Методика и программное обеспечение диагностики состояния электротехнического оборудования / П. А. Гурьев, С. В. Нусс //

Вестник Пермского государственного технического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2006. – №1. – С. 165–175.

27. Донской, А. С. Моделирование газодинамических процессов в пневмоприводах: монография / А. С. Донской. – СПб.: Изд-во Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого, 2019. – 246 с.

28. Дремина, Д. И. Механизированное устройство для подачи химического реагента в скважину при эксплуатации нефтедобывающего оборудования в осложненных условиях / Д. И. Дремина, **С. А. Фролов** // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2020. – Т. 1. – С. 336–339.

29. Дроздов, А. Н. Анализ эффективности применения гидропривода штангового скважинного насоса «Герон» в качестве альтернативы станку-качалке / А. Н. Дроздов, С. А. Блохин, Д. Х. Пак, Г. С. Землянский, М. П. Юртов, А. Ю. Антоненкова // Труды научно-практической конференции с международным участием «Инженерные системы – 2019». 3–5 апреля 2019 г. / под общ. ред. М. Ю. Мальковой. – Москва: РУДН, 2019. – С. 360–366.

30. Зверев, В.Ю. Проблема монтажа гидравлических приводов штанговых скважинных насосных установок на опорах шатрового типа / В. Ю. Зверев, **С. А. Фролов**, М. М. Тяктев // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2019. – Т. 1. – С. 383–385.

31. Иванова, Ю. С. Разработка и исследование методов диагностики нагруженности и усталостной прочности элементов станка-качалки: автореф дис... канд. техн. наук: 25.00.17 / Иванова Юлия Сергеевна – Тюмень, 2009. – 14 с.

32. Ивановский, В. Н. Нефтегазопромысловое оборудование: учебник для вузов / В. Н. Ивановский, В. И. Дарищев, В. С. Каштанов, И. А.

Мерициди, Н. М. Николаев, С. С. Пекин, А. А. Сабиров. – М.: «ЦентрЛитНефтеГаз», 2006. – 720 с.

33. Ивановский, В. Н. Повышение интереса к штанговым насосным установкам – в чем причина? / В. Н. Ивановский // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2013. – № 8. – С. 46–47.

34. Ивановский, В. Н. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В. Н. Ивановский, В. И. Дарищев, А. А. Сабиров, В. С. Каштанов, С. С. Пекин. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 824 с.

35. Ивановский, В. Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления / В. Н. Ивановский // Инженерная практика. – 2011. – № 6. – С. 18–26.

36. Ивановский, В. Н. Энергопотребление и энергоэффективность добычи и подготовки нефти: учебное пособие / В. Н. Ивановский, А. В. Деговцев, А. А. Сабиров, А. В. Булат и др. – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, 2020. – 527 с.

37. Ивановский, В. Н. К вопросу оптимизации закона движения выходного звена привода штанговой скважинной насосной установки / В. Н. Ивановский, Н. В. Садчиков, А. С. Улюмджиев // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2012. – № 5. – С. 86–90.

38. Иванченко, А. А. Повышение надежности канатных штанг скважинных штанговых насосных установок / А. А. Иванченко, Г. Д. Трифанов, Д. И. Шишлянников, М. М. Тяктев, А. П. Чедилян // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 11. – С. 33–38.

39. Игнатьев, М. Б. Осложняющиеся осложнения / М. Б. Игнатьев // Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – № 13-14. – С. 102–106.

40. Ке, Л. Точные измерения расхода жидкости в промышленных системах при помощи электромагнитных расходомеров / Л. Ке, К. Слэттери // Компоненты и технологии. – 2014. – № 4. – С. 30–38.



41. Клусов, А.А. Инженерный отчет о проведении опытно-промышленных работ по применению линейного привода УШГН в ПАО «Оренбургнефть» / А. А. Клусов, С. Б. Якимов, А. А. Седых // Инженерная практика. – 2015. – № 12. – С. 12–18.

42. Козловский, А. А. Пневмопривод конвейеров и вспомогательных механизмов / А. А. Козловский, Б. А. Эйдерман – М.: Изд-во «Машиностроение», 1971. – 168 с.

43. Кокуев, А. Г. Автоматизированная система обеспечения работы устройства для измерения расхода компонентов многофазного потока / А. Г. Кокуев, А. О. Резник, А. В. Сорин // Вестник АГТУ. Управление, вычислительная техника и информатика. – 2015. – № 4. – С. 24–30.

44. Кузьмин, А. Н. Прогнозирование технического состояния штанговых глубинных насосов на основе нейросетевых технологий / А. Н. Кузьмин, И. А. Вялых // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Химическая технология и биотехнология. – 2016. – №3. – С. 9–19.

45. Мазеин, И. И. Результаты опытно-промышленных испытаний перспективных приводов штанговых скважинных насосных установок / И. И. Мазеин, А. Н. Устинов, М. В. Тяктев, А. А. Рыбин, Д. И. Шишлянников, М. М. Тяктев // Горное оборудование и электромеханика. – 2016. – № 9(127). – С. 8–14.

46. Махмудов, С. А. Монтаж, эксплуатация и ремонт скважинных штанговых насосных установок / С. А. Махмудов. – М.: Недра, 1987. – 208 с.

47. Митин, Д. К. Расходомеры и влагомеры EESIFLO – передовые технологии для нефтяной промышленности / Д. К. Митин, Е. М. Озерецкий // Территория Нефтегаз. – 2006. – № 9. – С. 26–27.

48. Мищенко, И. Т. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, Т. Б. Бравичеса, А. И. Ермолаев. – М.: Нефть и газ, 2005. – 448 с.

49. Мищенко, И. Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2008. – 296 с.
50. Молчанов, А. Г. Гидравлический привод штангового скважинного насоса с инерционным уравниванием / А. Г. Молчанов, В. Г. Певнев, К. В. Тарасов // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2013. – № 4. – С. 52–55.
51. Молчанов, А. Г. Научные основы проектирования и эксплуатации штанговых скважинных насосных установок с гидроприводом для добычи нефти: дис. ... д-р техн. наук: 05.04.07 / Молчанов Александр Георгиевич. – Москва, 1998. – 398 с.
52. Молчанов, А. Г. Пути дальнейшего совершенствования штанговых скважинных насосных установок / А. Г. Молчанов // Бурение и нефть. – 2014. – № 2. – С. 3–8.
53. Молчанов, А. Г. Гидроприводные штанговые скважинные насосные установки / А. Г. Молчанов – М.: Изд-во «Недра», 1982. – 245 с.
54. Молчанов, А. Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа: Учеб. для вузов. 2-е изд., исп. и доп. / А. Г. Молчанов – М.: Издательский дом Альянс, 2010. – 588 с.
55. Мусинский, А. Н. Разработка и исследование вихревых газосепараторов для высокодебитных скважин: дис. ... канд. техн. наук: 05.02.13 / Мусинский Артем Николаевич. – Уфа, 2021. – 172 с.
56. Павленко, В. И. Бестрансмиссионный энергоэффективный привод редуктора станка-качалки / В. И. Павленко, М. Я. Гинзбург, А. Е. Егнус, О. И. Усачев // Инженерная практика. – 2014. – № 7–8. – С. 4–9.
57. Паспорт «Стационарный программно-аппаратный комплекс АКД-СК». – Пермь: ООО «НПП «РОС». – 13 с.
58. Патент 2746916 Российская Федерация, МПК E21B37/06 (2021.02). Устройство для дозированной подачи реагента в скважину: № 2020134167; заявлено 16.10.2020; опубликовано 22.04.2021 / Д. И. Шишлянников, Д. И. Дремина, **С. А. Фролов**; заявитель ПНИПУ. Бюл. № 12. – 9 с.

59. Патент 2779011 Российская Федерация, МПК F04В 47/04 (2006.01). Гидропривод штангового скважинного насоса: № 2021133803; заявлено 19.11.2021; опубликовано 30.08.2022 / Д. И. Шишлянников, А. А. Иванченко, **С. А. Фролов**, В. Ю. Зверев, А. В. Николаев; заявитель ПНИПУ. Бюл. № 25. – 11 с.
60. Патент 2805902 Российская Федерация, МПК E21В 43/00 (2006.01), F04В 47/04 (2006.01). Гидропривод штанговой скважинной насосной установки: № 2024102124; заявлено 29.01.2024; опубликовано 02.09.2024 / Д. И. Шишлянников, В. К. Картавец, **С. А. Фролов**, А. А. Иванченко, Д. И. Дремина; заявитель ПНИПУ. Бюл. № 25. – 10 с.
61. Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М. Н. Персиянцев // М.: Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с.
62. Петров, А. А. Методика расчета гидравлического привода ШГН / А. А. Петров, В. А. Петров // Вестник магистратуры. – 2018. – № 7(82). – С. 12–14.
63. Пирвердян, А. М. Вопросы гидравлики и работоспособности глубинного насоса / А. М. Пирвердян, А. Н. Адонин – Баку: Азербайджанское государственное издательство нефтяной и научно-технической литературы, 1955. – 192 с.
64. Привод гидравлический ШСН «ТМС POWER MAN»–8–3/1: руководство по эксплуатации / А. М. Данилов; ООО «Татнефть-РНО-МехСервис». – Альметьевск, 2015. – 37 с.
65. Привод штангового скважинного насоса гидравлический ПШСНГ-80-2,5 (НПК10-8-2,5): паспорт / сост. В. И. Усок; ООО «НПК». – Пермь, 2012. – 17 с.
66. Программно-регистрирующий комплекс «ВАТУР»: паспорт / сост. М. Г. Трифанов; ООО «РКЦ». – Пермь, 2015. – 8 с.
67. Проккоев, В. В. О метрологических испытаниях установок для измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа / В. В.

Проккоев, А. И. Сабиров, И. А. Юманкин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2014. – № 5. – С. 3–10.

68. Сажин, Р. А. Автоматизированные системы управления горным производством: учеб. пособие / Р. А. Сажин. – Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2018. – 244 с.

69. Седых, А. А. Результаты проведения опытно промысловых испытаний гидропривода ШГН с функцией рекуперации электроэнергии на фонде ПАО «Оренбургнефть» / А. А. Седых, Ю. Г. Степанов, А. Ф. Абдуллин // Инженерная практика. – 2016. – № 3. – С. 44–46.

70. Семенов, В. В. Специальные асинхронные электрические двигатели для нефтедобычи: монография / В. В. Семенов, Е. М. Очарков, А. Д. Коротаев. – Пермь: Издательство ПНИПУ, 2014 – 286 с.

71. Сидельников, Л. Г. Обзор методов контроля технического состояния асинхронных двигателей в процессе эксплуатации / Л. Г. Сидельников, Д. О. Афанасьев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – №7. – С. 127–137.

72. Соловьев, В. А. Элементарные методы обработки результатов экспериментов / В. А. Соловьев, В. Е. Яхонтова. – Л.: Изд-во Ленинградского университета, 1977. – 72 с.

73. Софьина, Н. Н. Оценка нагруженности и контроль технического состояния приводов установок штанговых скважинных насосов / Н. Н. Софьина, Д. И. Шишлянников, А. А. Иванченко, **С. А. Фролов** // Технологическое оборудование для горной и нефтегазовой промышленности. Сборник трудов XIX международной научно-технической конференции «Чтения памяти В. Р. Кубачека», проведенной в рамках Уральской горнопромышленной декады. Екатеринбург. – 2021 – С. 222–225.

74. Софьина, Н. Н. Определение технического состояния элементов установок штанговых скважинных насосов по результатам

ваттметрографирования / Н. Н. Софьина, Д. И. Шишлянников, **С. А. Фролов**, С. Н. Кривощёков // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 3 (117). – С. 21–26.

75. Справочник по добыче нефти / К. Р. Уразаков, Э. О. Тимашев, В. А. Молчанова, М. Г. Волков. – Пермь: ООО «Астер-Плюс», 2020. – 600 с.

76. Тахаутдинов, Ш. Ф. Цепные приводы штанговых скважинных насосов / Ш. Ф. Тахаутдинов, Н. Г. Ибрагимов, В. М. Валовский, К. В. Валовский. – М.: Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2014. – 448 с.

77. Тимашев, Э. О. Научные и методологические основы совершенствования насосных систем механизированной эксплуатации низкодебитных скважин: дис. ...докт. техн. наук: 05.02.13 / Тимашев Эдуард Олегович. – Уфа, 2021. – 389 с.

78. Тимашев, Э. О. Анализ характеристик и конструктивных решений линейных погружных электроприводов / Э. О. Тимашев, У. М. Абуталипов, А. Н. Китабов, А. В. Иванов, М. И. Хакимьянов // Нефтяное хозяйство – 2020. – № 11. – С. 66–69.

79. Токарев, И. С. Анализ эффективности алгоритма планирования работы электротехнического комплекса с накопителем энергии / И. С. Токарев, Я. Э. Шклярский, Е. Ю. Андреева, А. Ю. Лаврик // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2024. – № 3. – С. 334–342.

80. Топольников, А. С. Моделирование динамических нагрузок на полированный шток станка-качалки при неисправностях в работе штангового насоса / А. С. Топольников // Труды Института механики им. Р. Р. Мавлютова Уфимского научного центра РАН. Вып. 10: под ред. С. Ф. Урманчеева. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2014. – 116 с.

81. Уразаков, К. Р. Насосные установки для малодебитных скважин / К. Р. Уразаков, В. П. Жулаев, Ф. З. Булюкова – Уфа: ГИЦ УГНТУ, 2014. – 236 с.

82. Уразаков, К. Р. Нефтепромысловое оборудование для кустовых скважин / К. Р. Уразаков, В. В. Андреев, В. П. Жулаев – М.: Недра, 1999. – 268 с.
83. Уразаков, К. Р. Эксплуатация наклонно-направленных скважин / К. Р. Уразаков. – М.: Недра, 1993. – 169 с.
84. Усачев, О. И. Бестрансмиссионный энергоэффективный привод редуктора станка-качалки / О. И. Усачев, М. Я. Гинзбург, А. Е. Егнус, В. И. Павленко // Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – № 17–18. – С. 100–103.
85. Устинов, А. Н. Повышение эффективности гидравлических приводов штанговых скважинных насосных установок для добычи нефти / А. Н. Устинов, М. В. Тяктев, Д. И. Шишлянников, М. Г. Трифанов, М. М. Тяктев, **С. А. Фролов** // Горное оборудование и электромеханика. – 2017. – № 7(134). – С. 26–32.
86. **Фролов, С. А.** Экспертная система идентификации технического состояния технологического оборудования на основе нейросетевой модели / **С. А. Фролов**, С. В. Нусс // Актуальные проблемы повышения эффективности и безопасности эксплуатации горношахтного и нефтепромыслового оборудования. 2018. – Т. 1. – С. 31–38.
87. **Фролов, С.А.** Диагностика технического состояния оборудования на основе применения нейронной сети / **С. А. Фролов** // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2018. – Т. 1. – С. 450–453.
88. **Фролов, С. А.** Повышение энергоэффективности электроприводов штанговых насосных установок малодебитных скважин / **С. А. Фролов**, Д. И. Шишлянников // Промышленная энергетика. – 2024. – № 6 – С. 14–21.
89. **Фролов, С. А.** Совершенствование электрогидравлического привода установок штанговых скважинных насосов / **С. А. Фролов**, Д.И. Шишлянников // Известия вузов. Электромеханика. – 2024. – Т. 67. № 3 – С. 83-91.

90. Хакимьянов, М. И. Проблемы повышения энергетических характеристик электроприводов скважинных штанговых насосов / М. И. Хакимьянов, Ф. Ф. Хусаинов, И. Н. Шафиков // Электротехнические системы и комплексы. – 2017. – № 2(35). – С. 35–40.

91. Чиликин, М. Г. Основы автоматизированного электропривода: учеб. пособие для вузов / М. Г. Чиликин, М. М. Соколов, В. М. Терехов, А. В. Шинянский. – М.: «Энергия», 1974. – 568 с.

92. Чичеров, Л. Г. Нефтепромысловые машины и механизмы: учеб. пособие для вузов / Л. Г. Чичеров. – М.: Недра, 1983. – 312 с.

93. Чичеров, Л. Г. Расчет и конструирование нефтепромыслового оборудования: учебное пособие / Л. Г. Чичеров, Г. В. Молчанов, А. М. Рабинович и др. – М.: Изд-во «Недра», 1987. – 422 с.

94. Шевырев, Ю.В. Повышение качества электроэнергии при работе полупроводникового преобразователя частоты / Ю. В. Шевырев // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2020. – № 2. – С. 171–178.

95. Шевырев, Ю.В. Снижение негативного влияния на питающую сеть электроприводов с полупроводниковыми преобразователями / Ю. В. Шевырев, А. В. Пичуев, Н. Ю. Шевырева // Технический оппонент – 2019. – № 2(3). – С. 38–45.

96. Шишлянников, Д. И. Стенд для оценки технического состояния трансмиссии по параметрам питания электропривода / Д. И. Шишлянников, М. Г. Трифанов, В. А. Романов, С. Л. Иванов, С. А. Асонов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – № 4. – С. 227–233.

97. Шишлянников, Д. И. Гидропривод бурового и нефтедобывающего оборудования: учебное пособие / Д. И. Шишлянников, В. Г. Островский, С. А. Фролов, В. Ю. Зверев. – Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2019. – 91 с.

98. Шишлянников, Д. И. Обоснование рационального способа контроля параметров работы и технического состояния штанговых скважинных насосных установок / Д. И. Шишлянников, Н. Н. Софьина // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. – 2016. – № 4. – С. 82–88.

99. Шишлянников, Д. И. Оценка энергоэффективности функционирования и увеличение наработки гидравлических приводов установок штанговых скважинных насосов в осложненных условиях эксплуатации / Д. И. Шишлянников, В. Ю. Зверев, А. Г. Звонарёва, **С. А. Фролов**, А. А. Иванченко // Записки горного института. – 2023. – Т. 261. – С. 349–362.

100. Шишлянников, Д. И. Пневмопривод бурового и нефтедобывающего оборудования: учебное пособие / Д. И. Шишлянников, В. Ю. Зверев, В. Г. Островский, С. Л. Иванов. – Пермь: Изд-во ПНИПУ, 2020. – 111 с.

101. Шишлянников, Д. И. Повышение наработки скважинных насосных установок в условиях добычи нефти с высоким содержанием механических примесей / Д. И. Шишлянников, Ю. Г. Коротков, Д. Н. Лебедев, А. А. Иванченко, **С. А. Фролов** // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 5 (353). – С. 29–35.

102. Шишлянников, Д. И. Совершенствование технологии монтажа гидравлических приводов штанговых скважинных насосных установок / Д. И. Шишлянников, **С. А. Фролов**, М. М. Тяктев, Д. С. Кирилловых // Технологическое оборудование для горной и нефтегазовой промышленности. Сборник трудов XVIII международной научно-технической конференции «Чтения памяти В. Р. Кубачека», проведенной в рамках Уральской горнопромышленной декады. Екатеринбург. – 2020 – С. 174–178.

103. Шишлянников, Д. И. Совершенствование технологии монтажа гидравлических приводов штанговых скважинных насосных установок /



Д. И. Шишлянников, В. Ю. Зверев, С. А. Фролов, М. М. Тяктев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2019. – № 10. – С. 44–49.

104. Шишлянников, Д. И. Оценка нагруженности балансирных станков-качалок по параметрам питания электропривода / Д. И. Шишлянников, А. А. Рыбин // Записки Горного института. – 2017. – Т. 227. – С. 582–588.

105. Шутемов, С. В. Разработка и исследование модуля линейного вентильного электродвигателя для погружных нефтедобывающих насосов: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.01 / Шутемов Сергей Владимирович. – Пермь, 2017. – 139 с.

106. ЭСУ и электрооборудование ГПШСН Гейзер, модификация с электродинамическим уравниванием: руководство по эксплуатации / разр: А. А. Плотнир; ООО «НПП «ПСМ-Импэкс». – Екатеринбург, 2013. – 57 с.

107. Якимов, С. Б. Состояние и перспективы использования технологий эксплуатации малодобитных скважин в ОАО «НК «Роснефть» / С. Б. Якимов // Инженерная практика. – 2014. – № 11. – С. 4–12.

108. Яшин, А. Н. Уравновешенность установок штанговых скважинных насосов на основе анализа ваттметрограмм / А. Н. Яшин, М. И. Хакимьянов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 8 – С. 36–44.

109. Alves, M. F. Single-Sided Linear Induction Motor with Magnetic Material in the Secondary / M. F. Alves, P. E. Burke // IEEE Conference Record of IAS/1973, Eighth Annual Meeting, Milwaukee, Wisconsin, U.S.A., 8-11 October 1973. – P. 321–329.

110. Gulich, J. F. Centrifugal Pumps / J. F. Gulich. – Berlin: Springer-Verlag, 2010. – 964 p.

111. Lavrenko, S. Test results for hydraulic drives of sucker-rod pumping units / S. Lavrenko, I. Klushnik, V. Iarmolenko // *ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences*. – 2019. – T. 14. – Vol. 16 – P. 2881–2885.

112. Shishlyannikov, D. I. Increasing the time between failures of electric submersible pumps for oil production with high content of mechanical impurities / D. I. Shishlyannikov, V. Yu. Zverev, A. A. Ivanchenko, I. E. Zvonarev // *MDPI. Applied Sciences*. – 2022. – T. 12. – № 1 – P. 63.

113. Shishlyannikov, D. I. Operational control and diagnostics of the equipment by the parameters of the electric drive power supply by the example of deep well pump units / D. I. Shishlyannikov, M. A. Vasilyeva // *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. – 2017. – P. 012013.

114. Shishlyannikov, D. Pilot test results for promising drives of sucker-rod pumping units / D. Shishlyannikov, S. Lavrenko // *2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2017 - Proceedings*. – 2017. – P. 8076122.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчет кинематических и силовых параметров работы приводов штанговых скважинных насосных установок

#### МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРИВОДА УШСН

Привод: станок-качалка СКН10-3012

Рабочие параметры:

Длина хода точки подвеса штанг  $S_{\text{тпш}} := 3.16 \text{ м}$

Частота качаний  $n := 5.60 \text{ мин}^{-1}$

Угловая частота вращения кривошипа  $\omega_{\text{СК}} := \frac{2 \cdot \pi \cdot n}{60} = 0.59 \text{ рад/с}$

Время одного цикла  $t_{\text{к}} := 60 \cdot n^{-1} = 10.71 \text{ с}$

Кинематические размеры звеньев механизма:

Длина переднего плеча балансира  $k_1 := 4.50 \text{ м}$

Длина заднего плеча балансира  $k := 3.50 \text{ м}$

Длина шатуна  $l_{\text{ш}} := 4.08 \text{ м}$

Радиус кривошипа  $r := 1.22 \text{ м}$

Рассматриваемый интервал времени

$t := 0, 0.001 \dots t_{\text{к}} \text{ с}$

Кинематика привода (СК):

Перемещение точки подвеса штанг  $S_{\text{СК}}(t) := \frac{k_1}{k} \cdot r \cdot \left[ 1 - \cos[\omega_{\text{СК}} \cdot (t)] + \frac{r^2}{2 \cdot l_{\text{ш}}} \cdot \sin(\omega_{\text{СК}} \cdot t) \right] \text{ м}$

Скорость точки подвеса штанг  $v_{\text{СК}}(t) := \frac{d}{dt} S_{\text{СК}}(t) \text{ м/с}$

Ускорение точки подвеса штанг  $a_{\text{СК}}(t) := \frac{d^2}{dt^2} S_{\text{СК}}(t) \text{ м/с}^2$

теоретическое значение максимальной длины хода

$S_{\text{СК.макс}} := 2 \cdot r \cdot \frac{k_1}{k} = 3.137 \text{ м}$

приближенное значение момента времени, когда перемещение максимально

$t_{\text{ex}} := 5 \text{ с}$

уточненное момента времени, когда перемещение максимально

$t_{\text{ex}} := \text{Maximize}(S_{\text{СК}}, t_{\text{ex}}) = 5.049 \text{ с}$

фактическое значение максимальной длины хода

$S_{\text{СК.макс.факт.}} := S_{\text{СК}}(t_{\text{ex}}) = 3.163 \text{ м}$

Рисунок А.1 – Исходные данные математического моделирования привода УШСН  
выполненного в программной среде *MathCAD*

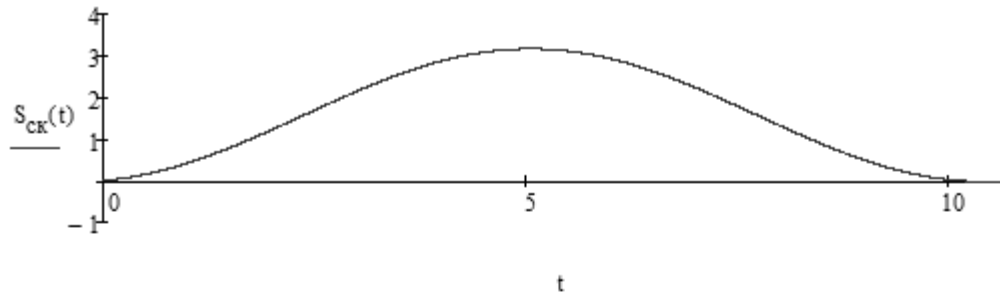


ГРАФИК ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ТПШ

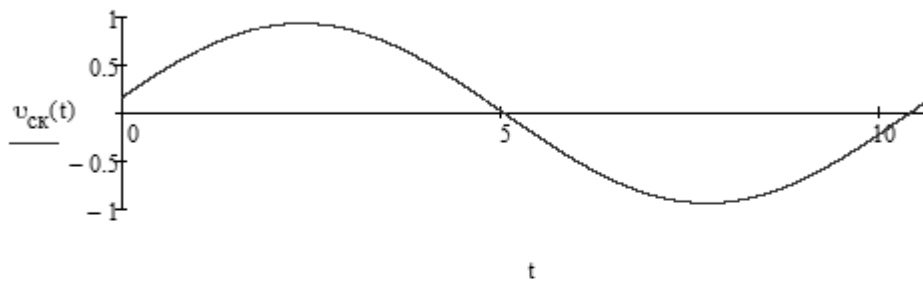


ГРАФИК СКОРОСТИ ТПШ

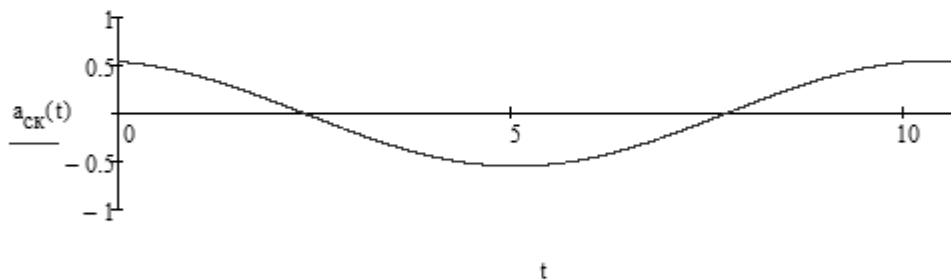


ГРАФИК УСКОРЕНИЯ ТПШ

**Привод:** гидропривод ГПУШСН "Гейзер"

**Рабочие параметры:**

Максимальная скорость движения штока вверх  $v_{\text{В.Макс}} := 0.80 \text{ м/с}$

Максимальная скорость движения штока вниз  $v_{\text{Н.Макс}} := 1.00 \text{ м/с}$

Ускорение при ходе вверх  $a_{+\text{В}} := 0.4 \text{ м/с}^2$

Ускорение при ходе вниз  $a_{+\text{Н}} := 0.60 \text{ м/с}^2$

Замедление при ходе вверх  $a_{-\text{В}} := 0.70 \text{ м/с}^2$

Замедление при ходе вниз  $a_{-\text{Н}} := 0.60 \text{ м/с}^2$

Рисунок А.2 – Результаты кинематического расчета параметров ЭМП УШСН выполненного в программной среде *MathCAD*

Скорость точки подвеса штанг в покое

$$v_{\text{п}} := 0 \quad \text{м/с}$$

Ускорение точки подвеса штанг при равномерном движении

$$a_{\text{рд}} := 0 \quad \text{м/с}^2$$

**Кинематика привода (ГП):**

Время разгона до максимальной скорости при ходе вверх

$$t_1 := \frac{v_{\text{в.макс}}}{a_{+\text{в}}} = 2 \quad \text{с}$$

Время замедления при ходе вверх

$$t_3 := \frac{v_{\text{в.макс}}}{a_{-\text{в}}} = 1.14 \quad \text{с}$$

Время движения с постоянной скоростью при ходе вверх

$$t_2 := \left( S_{\text{пшш}} - \frac{a_{+\text{в}} \cdot t_1^2}{2} - \frac{a_{-\text{в}} \cdot t_3^2}{2} \right) \cdot \frac{1}{v_{\text{в.макс}}} = 2.38 \quad \text{с}$$

Суммарное время хода вверх

$$t_{\text{в}} := t_1 + t_2 + t_3 = 5.52 \quad \text{с}$$

Время разгона до максимальной скорости при ходе вниз

$$t_4 := \frac{v_{\text{н.макс}}}{a_{+\text{н}}} = 1.67 \quad \text{с}$$

Время замедления при ходе вниз

$$t_6 := \frac{v_{\text{н.макс}}}{a_{-\text{н}}} = 1.67 \quad \text{с}$$

Время движения с постоянной скоростью при ходе вниз

$$t_5 := \left( S_{\text{пшш}} - \frac{a_{+\text{н}} \cdot t_4^2}{2} - \frac{a_{-\text{н}} \cdot t_6^2}{2} \right) \cdot \frac{1}{v_{\text{н.макс}}} = 1.49 \quad \text{с}$$

Суммарное время хода вниз

$$t_{\text{н}} := t_4 + t_5 + t_6 = 4.83 \quad \text{с}$$

Время паузы перед ходом вверх

$$t_{\text{пв}} := \frac{t_{\text{к}} - t_{\text{в}} - t_{\text{н}}}{3} = 0.12 \quad \text{с}$$

Время паузы перед ходом вниз

$$t_{\text{пн}} := \frac{2 \cdot (t_{\text{к}} - t_{\text{в}} - t_{\text{н}})}{3} = 0.24 \quad \text{с}$$

Рисунок А.3 – Кинематический расчет ЭГП УШСН выполненный в программной среде *MathCAD*

Моменты времени смены закона движения:

$$T_{\text{ПВ}} := t_{\text{ПВ}}$$

$$T_1 := t_1 + t_{\text{ПВ}}$$

$$T_2 := t_1 + t_2 + t_{\text{ПВ}}$$

$$T_3 := t_1 + t_2 + t_3 + t_{\text{ПВ}}$$

$$T_{\text{ПН}} := t_1 + t_2 + t_3 + t_{\text{ПВ}} + t_{\text{ПН}}$$

$$T_4 := t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_{\text{ПВ}} + t_{\text{ПН}}$$

$$T_5 := t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5 + t_{\text{ПВ}} + t_{\text{ПН}}$$

$$T_6 := t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5 + t_6 + t_{\text{ПВ}} + t_{\text{ПН}}$$

Скорость движения точки подвеса штанг, м/с

$$v_{\text{ПН}}(t) := \begin{cases} 0 & \text{if } t < T_{\text{ПВ}} \\ a_{+\text{В}} \cdot (t - T_{\text{ПВ}}) & \text{if } T_{\text{ПВ}} \leq t < T_1 \\ v_{\text{В.МАКС}} & \text{if } T_1 \leq t < T_2 \\ v_{\text{В.МАКС}} - a_{-\text{В}} \cdot [t - (T_2)] & \text{if } T_2 \leq t < T_3 \\ 0 & \text{if } T_3 \leq t < T_{\text{ПН}} \\ -a_{+\text{Н}} \cdot [t - (T_{\text{ПН}})] & \text{if } T_{\text{ПН}} \leq t < T_4 \\ -v_{\text{Н.МАКС}} & \text{if } T_4 \leq t < T_5 \\ -v_{\text{Н.МАКС}} + a_{-\text{Н}} \cdot [t - (T_5)] & \text{if } T_5 \leq t < T_6 \\ 0 & \text{if } T_6 \leq t \end{cases}$$

Ускорение точки подвеса штанг, м/с<sup>2</sup>

$$a_{\text{ПН}}(t) := \begin{cases} 0 & \text{if } t < T_{\text{ПВ}} \\ a_{+\text{В}} & \text{if } T_{\text{ПВ}} \leq t < T_1 \\ a_{\text{РД}} & \text{if } T_1 \leq t < T_2 \\ -a_{-\text{В}} & \text{if } T_2 \leq t < T_3 \\ 0 & \text{if } T_3 \leq t < T_{\text{ПН}} \\ -a_{+\text{Н}} & \text{if } T_{\text{ПН}} \leq t < T_4 \\ a_{\text{РД}} & \text{if } T_4 \leq t < T_5 \\ a_{-\text{Н}} & \text{if } T_5 \leq t < T_6 \\ 0 & \text{if } T_6 \leq t \end{cases}$$

Рисунок А.4 – Кинематический расчет ЭГП УШСН выполненный в программной среде *MathCAD* (продолжение)

**Перемещение точки подвеса штанг:**

Во время паузы перед ходом вверх

$$S_{\text{гп.пв}}(t) := 0 \quad \text{м}$$

Во время разгона при ходе вверх

$$S_{\text{гп1}}(t) := S_{\text{гп.пв}}(t) + v_{\text{п}} \cdot (t - T_{\text{пв}}) + \frac{a_{+\text{в}} \cdot (t - T_{\text{пв}})^2}{2} \quad \text{м}$$

Во время равномерного движения при ходе вверх

$$S_{\text{гп2}}(t) := S_{\text{гп1}}(T_1) + v_{\text{в.макс}} \cdot [t - (T_1)] \quad \text{м}$$

Во время замедления при ходе вверх

$$S_{\text{гп3}}(t) := S_{\text{гп2}}(T_2) + v_{\text{гп}}(T_2) \cdot [t - (T_2)] + \frac{-a_{-\text{в}} \cdot [t - (T_2)]^2}{2} \quad \text{м}$$

Во время паузы перед ходом вниз

$$S_{\text{гп.пн}}(t) := S_{\text{гп3}}(T_{\text{пн}}) \quad \text{м}$$

Во время разгона при ходе вниз

$$S_{\text{гп4}}(t) := S_{\text{гп.пн}}(T_{\text{пн}}) + v_{\text{п}} \cdot [t - (T_{\text{пн}})] - \frac{a_{+\text{н}} \cdot [t - (T_{\text{пн}})]^2}{2} \quad \text{м}$$

Во время равномерного движения при ходе вниз

$$S_{\text{гп5}}(t) := S_{\text{гп4}}(T_4) - v_{\text{н.макс}} \cdot [t - (T_4)] \quad \text{м}$$

Во время замедления при ходе вниз

$$S_{\text{гп6}}(t) := S_{\text{гп5}}(T_5) + v_{\text{гп}}(T_5) \cdot [t - (T_5)] + \frac{a_{-\text{н}} \cdot [t - (T_5)]^2}{2} \quad \text{м}$$

**Полное перемещение точки подвеса штанг, м**

$$S_{\text{гп}}(t) := \begin{cases} S_{\text{гп.пв}}(t) & \text{if } t < T_{\text{пв}} & S_{\text{гп.пв}}(T_{\text{пв}}) = 0 \\ S_{\text{гп1}}(t) & \text{if } T_{\text{пв}} \leq t < T_1 & S_{\text{гп1}}(T_1) = 0.8 \\ S_{\text{гп2}}(t) & \text{if } T_1 \leq t < T_2 & S_{\text{гп2}}(T_2) = 2.7 \\ S_{\text{гп3}}(t) & \text{if } T_2 \leq t < T_3 & S_{\text{гп3}}(T_3) = 3.16 \\ S_{\text{гп.пн}}(t) & \text{if } T_3 \leq t < T_{\text{пн}} & S_{\text{гп.пн}}(T_{\text{пн}}) = 3.14 \\ S_{\text{гп4}}(t) & \text{if } T_{\text{пн}} \leq t < T_4 & S_{\text{гп4}}(T_4) = 2.31 \\ S_{\text{гп5}}(t) & \text{if } T_4 \leq t < T_5 & S_{\text{гп5}}(T_5) = 0.81 \\ S_{\text{гп6}}(t) & \text{if } T_5 \leq t < T_6 & S_{\text{гп6}}(T_6) = -0.02 \\ 0 & \text{if } T_6 \leq t & \end{cases}$$

Рисунок А.5 – Кинематический расчет ЭГП УШСН выполненный в программной среде *MathCAD* (продолжение)

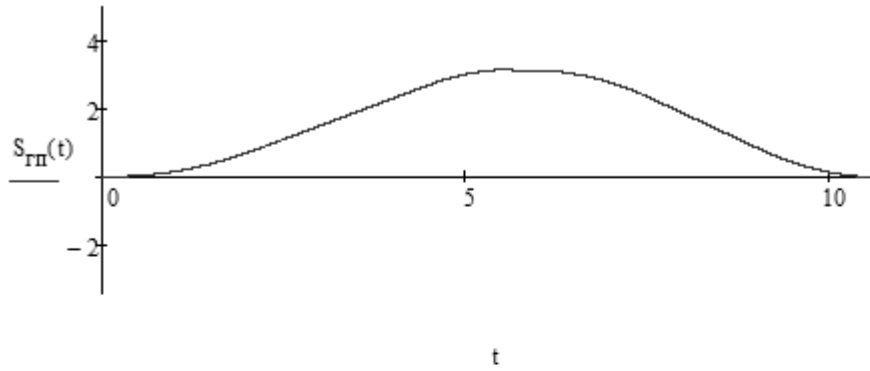


ГРАФИК ПЕРЕМЕЩЕНИЯ ТПШ

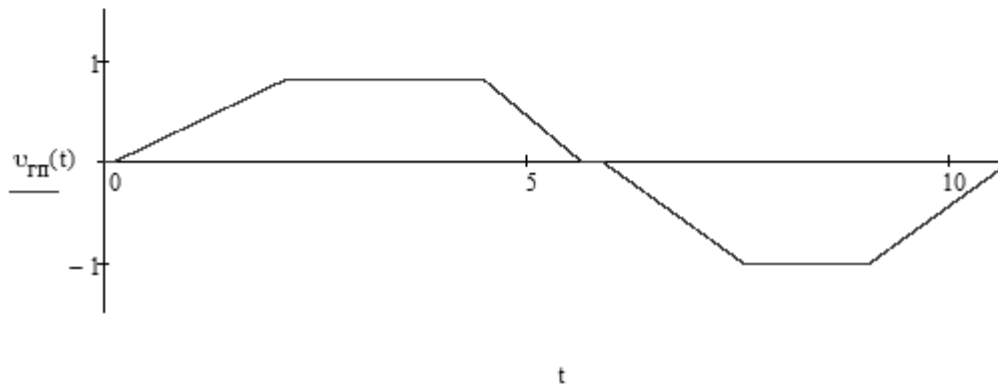


ГРАФИК СКОРОСТИ ТПШ

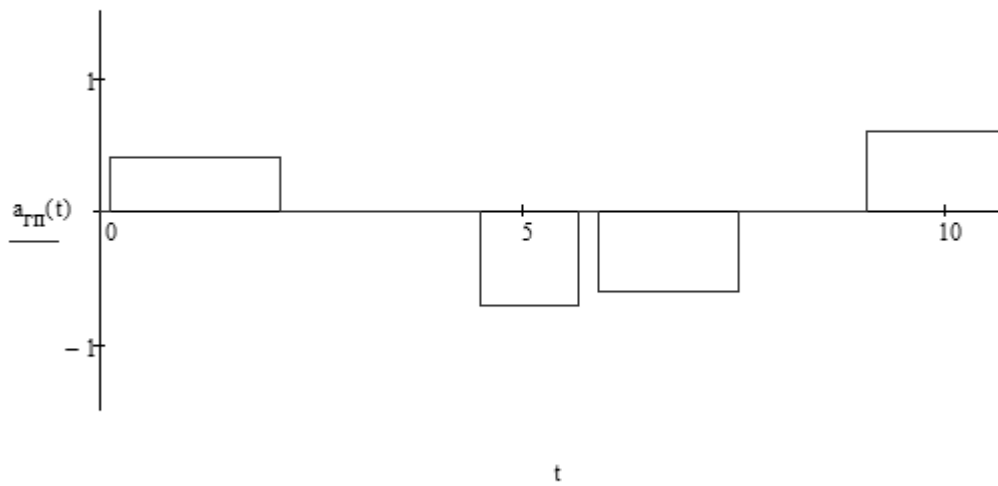


ГРАФИК УСКОРЕНИЯ ТПШ

Рисунок А.6 – Результаты кинематического расчета параметров ЭГП УШСН в программной среде *MathCAD*



## РАСЧЕТ НАГРУЖЕННОСТИ В ТОЧКЕ ПОДВЕСА ШТАНГ

## Исходные данные ШСНУ

Диаметр насосных штанг	$d_{\text{Ш}} := 29 \cdot 10^{-3} \text{ м}$
Внутренний диаметр насосно-компрессорных труб	$d_{\text{НКТ}} := 59 \cdot 10^{-3} \text{ м}$
Наружный диаметр насосно-компрессорных труб	$D_{\text{НКТ}} := 73 \cdot 10^{-3} \text{ м}$
Диаметр плунжера скважинного насоса	$D_{\text{П}} := 50 \cdot 10^{-3} \text{ м}$
Глубина установки скважинного насоса	$H_{\text{Н}} := 1500 \text{ м}$
Погружение скважинного насоса под динамический уровень жидкости	$h_{\text{Н}} := 500 \text{ м}$
Плотность скважинной жидкости	$\rho_{\text{ж}} := 970 \text{ кг/м}^3$
Ускорение свободного падения	$g_{\text{ж}} := 9.87 \text{ м/с}^2$
Плотность стали (усредненная)	$\rho_{\text{с}} := 7800 \text{ кг/м}^3$
Модуль Юнга	$E := 2 \cdot 10^{11} \text{ Па}$
Коэффициент изменения ускорения по длине колонны штанг	$k_{\text{у}} := 0.5$

Площадь сечения штанг

$$A_{\text{Ш}} := \frac{\pi \cdot d_{\text{Ш}}^2}{4} = 6.605 \times 10^{-4} \text{ м}^2$$

Эффективная площадь плунжера скважинного насоса

$$A_{\text{П}} := \frac{\pi \cdot (D_{\text{П}}^2 - d_{\text{Ш}}^2)}{4} = 1.303 \times 10^{-3} \text{ м}^2$$

Площадь сечения насосно-компрессорных труб

$$A_{\text{НКТ}} := \frac{\pi \cdot (D_{\text{НКТ}}^2 - d_{\text{НКТ}}^2)}{4} = 1.451 \times 10^{-3} \text{ м}^2$$

Площадь кольцевого зазора между насосно-компрессорными трубами и колонной штанг

$$A_{\text{КЗ}} := \frac{\pi \cdot (d_{\text{НКТ}}^2 - d_{\text{Ш}}^2)}{4} = 2.073 \times 10^{-3} \text{ м}^2$$

Рисунок А.7 – Исходные данные для расчета нагрузок привода УШСН в программной среде *MathCAD*

**Расчет усилий и деформаций**

Вес колонны штанг в воздухе

$$P_{\text{ш}} := A_{\text{ш}} \cdot H_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{с}} \cdot g = 7.628 \times 10^4 \text{ Н}$$

Вес колонны штанг в жидкости

$$P_{\text{шж}} := A_{\text{ш}} \cdot H_{\text{н}} \cdot (\rho_{\text{с}} - \rho_{\text{ж}}) \cdot g = 6.679 \times 10^4 \text{ Н}$$

Вес столба жидкости над плунжером

$$P_{\text{ж}} := A_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot (H_{\text{н}} - h_{\text{н}}) = 1.247 \times 10^4 \text{ Н}$$

Абсолютное удлинение колонны штанг

$$\lambda_{\text{ш}} := \frac{P_{\text{ж}} \cdot H_{\text{н}}}{A_{\text{ш}} \cdot E} = 0.142 \text{ м}$$

Абсолютное удлинение колонны насосно-компрессорных труб

$$\lambda_{\text{нкТ}} := \frac{P_{\text{ж}} \cdot H_{\text{н}}}{A_{\text{нкТ}} \cdot E} = 0.064 \text{ м}$$

Суммарная абсолютная упругая деформация колонны штанг и колонны насосно-компрессорных труб

$$\lambda := \lambda_{\text{ш}} + \lambda_{\text{нкТ}} = 0.206 \text{ м}$$

Длина хода плунжера скважинного насоса

$$S_{\text{пл}} := S_{\text{плш}} - \lambda = 2.954 \text{ м}$$

Коэффициент, учитывающий разность ускорений плунжера и столба жидкости при вычислении инерциальных сил течения жидкости

$$m_{\text{н}} := \frac{A_{\text{п}} - A_{\text{ш}}}{A_{\text{кз}} - A_{\text{ш}}} \cdot \frac{P_{\text{ж}}}{P_{\text{шж}}} = 0.085$$

Рисунок А.8 – Расчет нагрузок и деформаций колонны штанг УШСН с ЭМП (выполнен в программной среде *MathCAD*)

**Построение динамограммы для станка-качалки****Усилия**

Усилия в точке подвеса штанг в начале хода вверх

$$P_{\text{ТПШ.СК.1}}(t) := P_{\text{ШЖ}} + \frac{S_{\text{СК}}(t) \cdot E}{\left(\frac{1}{A_{\text{НКТ}}} + \frac{1}{A_{\text{Ш}}}\right) \cdot H_{\text{Н}}} + \frac{P_{\text{Ш}}}{g} \cdot k_{\text{У}} \cdot a_{\text{СК}}(t) \quad \text{Н}$$

Усилия в точке подвеса штанг после начала движения плунжера скважинного насоса вверх

$$P_{\text{ТПШ.СК.2}}(t) := P_{\text{ШЖ}} + P_{\text{Ж}} + (1 + m_{\text{Н}}) \cdot \frac{P_{\text{ШЖ}}}{g} \cdot a_{\text{СК}}(t) \quad \text{Н}$$

Усилия в точке подвеса штанг в начале хода вниз

$$P_{\text{ТПШ.СК.3}}(t) := P_{\text{ШЖ}} + P_{\text{Ж}} + \frac{(S_{\text{СК}}(t) - S_{\text{СК.МАКС}}) \cdot E}{\left(\frac{1}{A_{\text{НКТ}}} + \frac{1}{A_{\text{Ш}}}\right) \cdot H_{\text{Н}}} + \frac{P_{\text{Ш}}}{g} \cdot k_{\text{У}} \cdot a_{\text{СК}}(t) \quad \text{Н}$$

Усилия в точке подвеса штанг после начала движения плунжера скважинного насоса вниз

$$P_{\text{ТПШ.СК.4}}(t) := P_{\text{ШЖ}} + (1 - m_{\text{Н}}) \cdot \frac{P_{\text{Ш}}}{g} \cdot k_{\text{У}} \cdot a_{\text{СК}}(t) \quad \text{Н}$$

**Поиск характерных точек через граничные условия**

Момент времени начала движения плунжера вверх

$$t_{\lambda 1} := 0.62$$

Given

$$P_{\text{ТПШ.СК.1}}(t_{\lambda 1}) = P_{\text{ТПШ.СК.2}}(t_{\lambda 1})$$

$$t_{\lambda 1} := \text{Find}((t_{\lambda 1})) = 0.677$$

Момент времени, когда плунжер скважинного насоса будет в верхнем положении

$$t_{\text{Н}} := 6$$

Given

$$P_{\text{ТПШ.СК.2}}(t_{\text{Н}}) = P_{\text{ТПШ.СК.3}}(t_{\text{Н}})$$

$$t_{\text{Н}} := \text{Find}((t_{\text{Н}})) = 5.386$$

Момент времени начала движения плунжера вниз

$$t_{\lambda 2} := 6$$

Given

$$P_{\text{ТПШ.СК.3}}(t_{\lambda 2}) = P_{\text{ТПШ.СК.4}}(t_{\lambda 2})$$

$$t_{\lambda 2} := \text{Find}(t_{\lambda 2}) = 5.92$$

Рисунок А.9 – Расчет динамограммы УШСН с ЭМП (выполнен в программной среде *MathCAD*)

Момент времени, когда плунжер скважинного насоса будет в нижнем положении

$$t_{\lambda 1} := 10.71$$

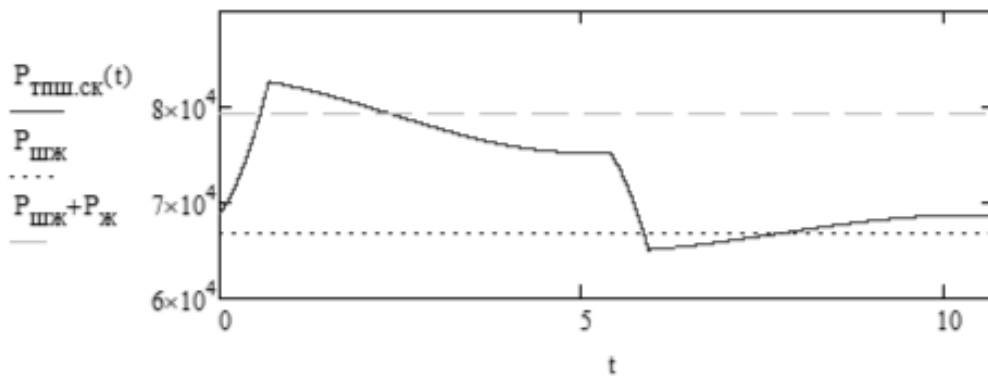
Given

$$P_{\text{ТПШ.СК.4}}(t_B) = P_{\text{ТПШ.СК.1}}(t_B)$$

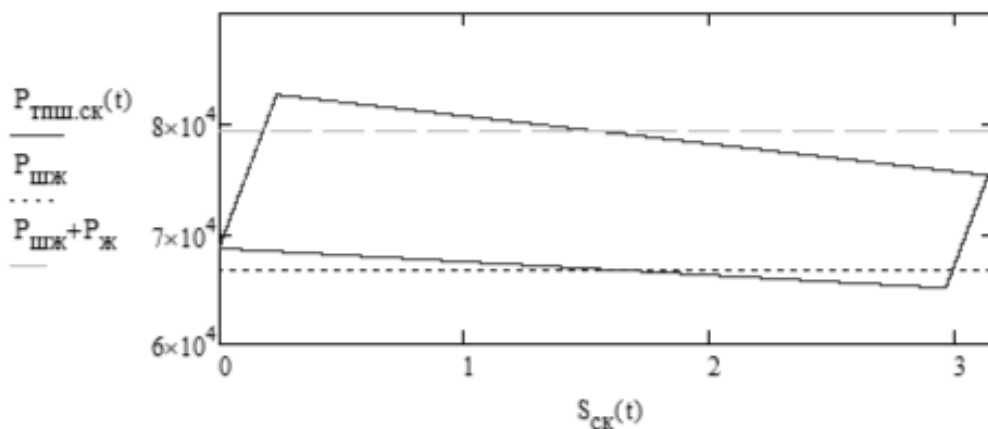
$$t_{\lambda 2} := \text{Find}(t_B) = 10.696$$

Все усилия цикла в соответствии с граничными условиями

$$P_{\text{ТПШ.СК}}(t) := \begin{cases} P_{\text{ТПШ.СК.1}}(t) & \text{if } t \leq t_{\lambda 1} \\ P_{\text{ТПШ.СК.2}}(t) & \text{if } t_{\lambda 1} < t \leq t_H \\ P_{\text{ТПШ.СК.3}}(t) & \text{if } t_H < t \leq t_{\lambda 2} \\ P_{\text{ТПШ.СК.4}}(t) & \text{if } t_{\lambda 2} < t \end{cases}$$



ИЗМЕНЕНИЕ УСИЛИЯ В ТПШ ОТ ВРЕМЕНИ  $P(t)$  ПРИ РАБОТЕ СК



ИЗМЕНЕНИЕ УСИЛИЯ В ТПШ ОТ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ  $P(S)$  ПРИ РАБОТЕ СК

Рисунок А.10 – Динамограммы УШСН с ЭМП (расчеты выполнены в программной среде *MathCAD*)

### Построение динамограммы для гидропривода

#### Усилия

Усилия в точке подвеса штанг в начале хода вверх

$$P_{\text{пш.гп.1}}(t) := P_{\text{шж}} + \frac{S_{\text{гп}}(t) \cdot E}{\left(\frac{1}{A_{\text{нкг}}} + \frac{1}{A_{\text{ш}}}\right) \cdot H_{\text{н}}} + \frac{P_{\text{ш}}}{g} \cdot k_{\text{у}} \cdot a_{\text{гп}}(t) \quad \text{Н}$$

Усилия в точке подвеса штанг после начала движения плунжера скважинного насоса вверх

$$P_{\text{пш.гп.2}}(t) := P_{\text{шж}} + P_{\text{ж}} + (1 + m_{\text{н}}) \cdot \frac{P_{\text{шж}}}{g} \cdot a_{\text{гп}}(t) \quad \text{Н}$$

Усилия в точке подвеса штанг в начале хода вниз

$$P_{\text{пш.гп.3}}(t) := P_{\text{шж}} + P_{\text{ж}} + \frac{(S_{\text{гп}}(t) - S_{\text{пш}}) \cdot E}{\left(\frac{1}{A_{\text{нкг}}} + \frac{1}{A_{\text{ш}}}\right) \cdot H_{\text{н}}} + \frac{P_{\text{ш}}}{g} \cdot k_{\text{у}} \cdot a_{\text{гп}}(t) \quad \text{Н}$$

Усилия в точке подвеса штанг после начала движения плунжера скважинного насоса вниз

$$P_{\text{пш.гп.4}}(t) := P_{\text{шж}} + (1 - m_{\text{н}}) \cdot \frac{P_{\text{ш}}}{g} \cdot k_{\text{у}} \cdot a_{\text{гп}}(t) \quad \text{Н}$$

#### Поиск характерных точек через граничные условия

Момент времени начала движения плунжера вверх

$$t_{\lambda 1 \text{гп}} := 1 \quad \text{с}$$

Given

$$P_{\text{пш.гп.1}}(t_{\lambda 1 \text{гп}}) = P_{\text{пш.гп.2}}(t_{\lambda 1 \text{гп}})$$

$$t_{\lambda 1 \text{гп}} := \text{Find}((t_{\lambda 1 \text{гп}})) = 1.192 \quad \text{с}$$

Момент времени, когда плунжер скважинного насоса будет в верхнем положении

$$t_{\text{н.гп}} := 6 \quad \text{с}$$

Given

$$P_{\text{пш.гп.2}}(t_{\text{н.гп}}) = P_{\text{пш.гп.3}}(t_{\text{н.гп}})$$

$$t_{\text{н.гп}} := \text{Find}((t_{\text{н.гп}})) = 6.101 \quad \text{с}$$

Момент времени начала движения плунжера вниз

$$t_{\lambda 2 \text{гп}} := 6 \quad \text{с}$$

Given

$$P_{\text{пш.гп.3}}(t_{\lambda 2 \text{гп}}) = P_{\text{пш.гп.4}}(t_{\lambda 2 \text{гп}})$$

$$t_{\lambda 2 \text{гп}} := \text{Find}(t_{\lambda 2 \text{гп}}) = 6.666 \quad \text{с}$$

Рисунок А.11 – Расчет динамограммы УШСН с ЭГП (выполнен в программной среде *MathCAD*)

Момент времени, когда плунжер скважинного насоса будет в нижнем положении

$$t_{\text{ВГП}} := 10.71 \quad \text{с}$$

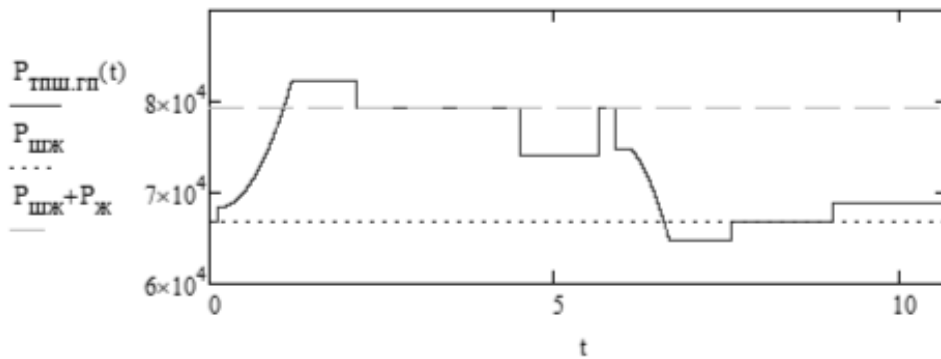
Given

$$P_{\text{ТПШ.ГП.4}}(t_{\text{ВГП}}) = P_{\text{ТПШ.ГП.1}}(t_{\text{ВГП}})$$

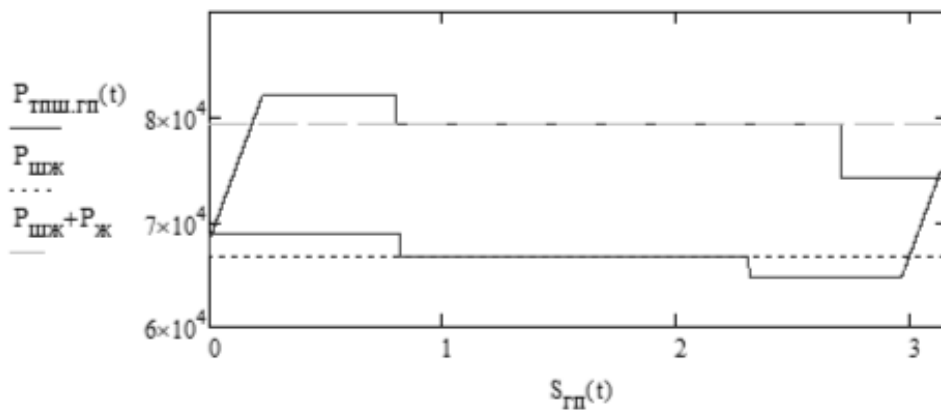
$$t_{\text{В.В.}} := \text{Find}(t_{\text{ВГП}}) = 10.472 \quad \text{с}$$

Все усилия цикла в соответствии с граничными условиями

$$P_{\text{ТПШ.ГП}}(t) := \begin{cases} P_{\text{ТПШ.ГП.1}}(t) & \text{if } t \leq t_{\lambda 1\text{ГП}} \\ P_{\text{ТПШ.ГП.2}}(t) & \text{if } t_{\lambda 1\text{ГП}} < t \leq t_{\text{Н.ГП}} \\ P_{\text{ТПШ.ГП.3}}(t) & \text{if } t_{\text{Н.ГП}} < t \leq t_{\lambda 2\text{ГП}} \\ P_{\text{ТПШ.ГП.4}}(t) & \text{if } t_{\lambda 2\text{ГП}} < t \end{cases}$$



ИЗМЕНЕНИЕ УСИЛИЯ В ТПШ ОТ ВРЕМЕНИ  $P(t)$  ПРИ РАБОТЕ ЭГП



ИЗМЕНЕНИЕ УСИЛИЯ В ТПШ ОТ ПЕРЕМЕЩЕНИЯ  $P(S)$  ПРИ РАБОТЕ ЭГП

Рисунок А.12 – Динамограммы УШСН с ЭГП (расчеты выполнены в программной среде *MathCAD*)

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

## Акты о внедрении результатов диссертационного исследования

**NS АЗИЯ ДРИЛЛИНГ**

ООО «НСХ АЗИЯ ДРИЛЛИНГ»  
ул. Комсомольский пр., д. 20, г. Пермь, 614990

Телефон: +7(342) 215-50-29

E-mail: [info@nsd.persh.ru](mailto:info@nsd.persh.ru)  
persh.ru

ОКПО: 60723897  
ОГРН: 1095914000390  
ИНН: 5914024719  
КПП: 591401001

Утверждаю:  
Технический директор  
ООО «НСХ АЗИЯ ДРИЛЛИНГ»

А.И. Бажин  
«16» декабря 2024 г.



### АКТ

о внедрении (использовании) результатов кандидатской диссертационной работы  
Фролова Сергея Алексеевича на тему «Повышение энергоэффективности  
функционирования электротехнических систем приводов штанговых скважинных  
насосных установок для добычи нефти»  
по научной специальности 2.4.2 «Электротехнические комплексы и системы»

Комиссия научно-технического совета ООО «НСХ АЗИЯ ДРИЛЛИНГ» в составе:

Председатель – А.И. Бажин, технический директор;

Члены комиссии – В.Ю. Оичуков (начальник отдела технической политики), Д.В. Пьянков (главный механик), А.В. Якшин (главный энергетик)

составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему «Повышение энергоэффективности функционирования электротехнических систем приводов штанговых скважинных насосных установок для добычи нефти», представленной на соискание ученой степени кандидата наук, планируются к использованию в деятельности ООО «НСХ АЗИЯ ДРИЛЛИНГ» при разработке методологии и совершенствовании оборудования для контроля нагруженности приводов нефтепромыслового оборудования.

Материалы и результаты работы использованы в виде технических предложений и рекомендаций к проекту «Цифровая буровая» при разработке перспективных электрических комплексов и систем нефтепромыслового оборудования.

Использование результатов диссертационной работы Фролова Сергея Алексеевича обеспечивает повышение качества проектирования и эффективности работы систем мониторинга параметров приводов нефтепромысловых машин.

Председатель комиссии  
Технический директор

  
(подпись, дата)

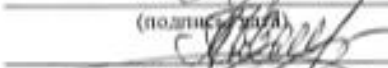
А.И. Бажин

Члены комиссии:  
Начальник отдела  
технической политики

  
(подпись, дата)

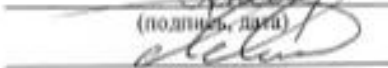
В.Ю. Оичуков

Главный механик

  
(подпись, дата)

Д.В. Пьянков

Главный энергетик

  
(подпись, дата)

А.В. Якшин



Утверждаю  
 Проректор по образовательной  
 деятельности ФГАОУ ВО «Пермский  
 национальный исследовательский  
 политехнический университет»,  
 д-р пед. наук, доцент  
 И.Ю. Черникова  
 «18» декабря 2024 г.

### АКТ

**о внедрении (использовании) результатов кандидатской диссертационной работы  
 Фролова Сергея Алексеевича на тему «Повышение энергоэффективности  
 функционирования электротехнических систем приводов штанговых скважинных  
 насосных установок для добычи нефти»  
 по научной специальности 2.4.2 «Электротехнические комплексы и системы»**

Рабочая комиссия кафедры «Горная электромеханика» в составе:  
 Председатель – Г.Д. Трифанов, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой;  
 Члены комиссии – В.Ю. Зверев (к.т.н., доцент, зам. заведующего кафедрой), А.А. Рыбин  
 (д.т.н., доцент, профессор кафедры), С.В. Воробель (к.т.н., доцент, доцент кафедры).  
 составили настоящий акт о том, что результаты диссертации на тему «**Повышение  
 энергоэффективности функционирования электротехнических систем приводов  
 штанговых скважинных насосных установок для добычи нефти**», представленной на  
 соискание ученой степени кандидата технических наук, планируются к использованию  
 при составлении рабочих программ по дисциплинам «Моделирование систем автоматики»  
 и «Автоматизированные системы управления горных предприятий».  
 Старшим преподавателем Фроловым С.А. подготовлено и опубликовано учебно-  
 методическое пособие «Курсовой проект: разработка структуры системы автоматизации  
 технологического процесса и выбор технических средств реализации» для студентов,  
 обучающихся по направлению подготовки 130400.65 «Горное дело», специализации  
 «Электрификация и автоматизация горного производства».

#### Председатель комиссии

Заведующий кафедрой  
 «Горная электромеханика»,  
 д.т.н., профессор

  
 (подпись, дата)

Г.Д. Трифанов

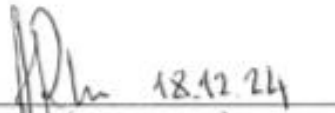
#### Члены комиссии:

Зам. заведующего кафедрой  
 «Горная электромеханика»,  
 к.т.н., доцент

  
 (подпись, дата)

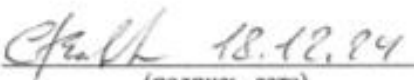
В.Ю. Зверев

Профессор кафедры  
 «Горная электромеханика»,  
 д.т.н., доцент

  
 (подпись, дата)

А.А. Рыбин

Доцент кафедры  
 «Горная электромеханика»,  
 к.т.н., доцент

  
 (подпись, дата)

С.В. Воробель



