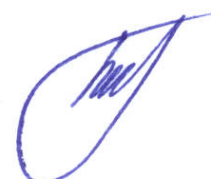


Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники»

На правах рукописи



Торгаева Дарья Сергеевна

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ УСТАНОВКОЙ ШТАНГОВОГО ГЛУБИННОГО
НАСОСА НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА СИГНАЛА ПОТРЕБЛЯЕМОЙ
ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ МОЩНОСТИ

05.13.06 – Автоматизация и управление технологическими процессами
и производствами (промышленность)

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
Шиняков Ю.А.,
доктор технических наук

Томск – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 ОБЗОР СОСТОЯНИЯ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ УСТАНОВКАМИ ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ	14
1.1 Описание объекта управления	15
1.2 Обзор методов диагностики неисправностей установки штангового глубинного насоса	19
1.2.1 Методы диагностики неисправностей наземного оборудования	20
1.2.2 Методы диагностики неисправностей штангового глубинного насоса .	22
1.3 Обзор методов регулирования подачи УШГН	28
1.3.1 Методы, основанные на регулировании давления	29
1.3.2 Методы, основанные на регулировании динамического уровня	29
1.3.3 Методы, основанные на регулировании объема откачиваемой жидкости	34
1.4 Основные выводы по разделу 1	38
2 ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ОБЪЕКТА УПРАВЛЕНИЯ.....	40
2.1 Имитационная модель подсистемы «продуктивный пласт –скважина»	41
2.2 Имитационная модель штангового глубинного насоса.....	46
2.3 Имитационная модель станка-качалки.....	55
2.4 Имитационная модель электродвигателя.....	62
2.5 Имитационная модель объекта управления.....	65
2.6 Основные выводы по разделу 2	66
3 МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПОДАЧИ УШГН И ДИАГНОСТИКИ ШГН ПОСРЕДСТВОМ АНАЛИЗА СИГНАЛА ПОТРЕБЛЯЕМОЙ ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ МОЩНОСТИ.....	68

3.1	Метод регулирования подачи УШГН, основанный на поддержании оптимального динамического уровня в затрубном пространстве нефтяной скважины посредством анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности.....	68
3.1.1	Определение оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины.....	70
3.1.2	Подбор скорости откачивания, соответствующей скорости притока скважинной жидкости.....	75
3.1.3	Поддержание оптимального динамического уровня жидкости.....	78
3.2	Моделирование неисправностей штангового глубинного насоса и анализ их влияния на форму сигнала потребляемой электроприводом мощности.....	80
3.2.1	Обрыв и отворот штанг	82
3.2.2	Попадание газа в цилиндр насоса	83
3.2.3	Образование эмульсии, запарафинивание.....	84
3.2.4	Удар плунжера о приемный клапан, удар плунжера о верхнюю ограничительную гайку вставного насоса.....	85
3.2.5	Утечка в приемном или нагнетательном клапане	87
3.2.6	Изменение положения динамического уровня жидкости.....	88
3.3	Алгоритм диагностики неисправностей штангового глубинного насоса посредством обработки сигнала потребляемой электроприводом мощности ...	90
3.4	Основные выводы по разделу 3	94
4	ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ШТАНГОВЫМ ГЛУБИННЫМ НАСОСОМ	96
4.1	Экспериментальное исследование метода регулирования подачи УШГН, основанного на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины, с помощью имитационной модели.....	96

4.2 Экспериментальные исследования метода диагностики неисправностей штангового глубинного насоса с помощью имитационной модели.....	105
4.3 Экспериментальные исследования метода регулирования подачи УШГН, основанного на поддержании оптимального динамического уровня посредством анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности, с помощью экспериментальной установки	111
4.3.1 Описание экспериментального образца системы управления установкой штангового глубинного насоса	111
4.3.2 Описание стенда испытаний системы управления УШГН.....	114
4.3.3 Экспериментальные исследования метода регулирования подачи УШГН, основанного на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины	118
4.3.4 Экспериментальные исследования метода диагностики неисправностей штангового глубинного насоса.....	127
4.4 Основные выводы по разделу 4	130
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	132
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	134
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	135
ПРИЛОЖЕНИЕ А ВАТТМЕТРОГРАММЫ, ПОЛУЧЕННЫЕ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ НЕИСПРАВНОСТЕЙ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРАХ ОБОРУДОВАНИЯ.....	148
ПРИЛОЖЕНИЕ Б ВНЕДРЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	178

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В настоящее время значительную долю фонда «легкой» нефти составляют низкодебитные скважины и скважины с различными осложнениями в добыче, такими как высокая обводненность, пескопроявление, высокая вязкость или температура скважинной жидкости, соле- и парафинообразование. В категорию низкодебитных скважин можно отнести значительную долю глубинно-насосного фонда на месторождениях России. Даже на высокопродуктивных месторождениях примерно 20–30 % фонда добывающих скважин относится к низкодебитным. Для таких скважин характерна эксплуатация с помощью установок штанговых глубинных насосов (УШГН), которые включают в себя следующие основные узлы: штанговый глубинный насос (ШГН), станок-качалку (СК) и электродвигатель. Этот способ насосной эксплуатации является наиболее распространенным, в настоящее время более 40 % всего скважинного фонда оснащено такими установками. Стремительное сокращение запасов «легкой» нефти, значительный износ оборудования, увеличение стоимости электроэнергии, удаленность месторождений от населенных пунктов и многие другие факторы обуславливают ужесточение требований, предъявляемых к системам управления установками штанговых глубинных насосов. Современные системы управления УШГН предполагают реализацию двух основных функций:

- регулирование подачи (объема жидкости в единицу времени) установки штангового глубинного насоса для обеспечения максимального дебита жидкости, минимального износа оборудования и энергосбережения;

- диагностику неисправностей оборудования установки штангового глубинного насоса и скважины (для последующего принятия решения об остановке или переходе в другой режим работы с одновременной сигнализацией оператору о возникновении неисправности).

Необходимость повышения надежности, технологичности и снижения себестоимости разрабатываемых систем управления требует кардинального изменения существующих подходов к обработке информации и снижения

количества устанавливаемых датчиков. Несмотря на значительный объем исследований, проводимых в области построения точных и надежных датчиков физических величин, последние, тем не менее, остаются самым слабым элементом систем управления УШГН. В связи с этим в настоящее время набирают популярность системы управления, позволяющие регулировать подачу установки штангового глубинного насоса, а также определять состояние погружного и наземного оборудования посредством математической обработки сигналов активной мощности, затрачиваемой электроприводом штанговой насосной установки на работу по подъему скважинной жидкости. Такие системы управления требуют установки только датчиков электрических величин для осуществления алгоритмов управления и диагностики, что позволяет существенным образом сократить их себестоимость, а также затраты на обслуживание. Однако существующие на данный момент методы регулирования и диагностики имеют низкую точность, сложны в реализации и требуют дальнейшего изучения и совершенствования.

Степень разработанности темы исследования

В основе исследований установок штанговых глубинных насосов как объектов управления и разработки математического описания их узлов лежат работы Ивановского В.Н., Вирновского А.С., Белова И.Г., Адонина А.Н., Череповицына А.Е., Дарищева А.А., Муравьева И.М., Аливердизаде К.С., Зюзева А.М., Щурова В.И., Шагиева Р.Г., Мищенко И.Т., Чичерова Л.Г., Уразакова К.Р., Топольникова А.С. и др. В них приводится математическое описание штанговых глубинных насосов, кинематики и динамики станков-качалок, анализ влияния различных неисправностей и режимов работы ШГН на форму сигнала динамограммы, а также методы расчета технологических параметров, анализа сигналов динамограммы и потребляемой электроприводом мощности. В разработку методов управления и диагностики неисправностей установки штангового глубинного насоса также большой вклад внесли труды Хакимьянова М.И., Пачина М.Г., Садова В.Б., Рзаева А.Г., Шагиева В.Р.,

Ямалиева В.У. и других специалистов, ведущих исследования в области создания систем управления нефтедобывающими установками в настоящее время.

Объектом исследования является замкнутая система «пласт – скважина – установка штангового глубинного насоса» с системой управления и обратной связью по потребляемой электроприводом мощности.

Предметом исследования являются метод регулирования подачи УШГН, основанный на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины, и метод диагностики неисправностей штангового глубинного насоса посредством анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности.

Цель работы – повышение эффективности установки штангового глубинного насоса путем разработки и применения методов регулирования подачи и диагностики неисправностей на основании анализа потребляемой электроприводом мощности.

Для достижения поставленной цели решались следующие основные **задачи**:

- 1) анализ существующих методов регулирования подачи и диагностики неисправностей установки штангового глубинного насоса;
- 2) разработка имитационной модели объекта управления, включающей модели ШГН, СК, электродвигателя и подсистемы «продуктивный пласт – скважина», позволяющей выявить влияние различных параметров скважины и оборудования на сигнал потребляемой электроприводом мощности;
- 3) исследование взаимосвязи между изменениями форм сигнала потребляемой электроприводом мощности, характерными для определенных неисправностей, и соответствующими изменениями форм динамограмм с целью разработки метода диагностики неисправностей ШГН;
- 4) разработка метода регулирования подачи УШГН, основанного на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины посредством анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности;

- 5) разработка метода диагностики неисправностей штангового глубинного насоса посредством анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности;
- 6) проведение экспериментальных исследований разработанных методов с помощью имитационной модели и экспериментального образца системы управления УШГН.

Научная новизна

1. Разработана имитационная модель объекта управления, включающая в себя подсистему «продуктивный пласт – скважина» и следующие узлы УШГН: ШГН, СК, электродвигатель. Имитационная модель отличается модульной структурой, возможностью моделирования двух типов балансирного привода, а также учетом изменения скорости притока скважинной жидкости. Кроме того, разработанная модель позволяет имитировать различные неисправности штангового глубинного насоса.

2. Выявлены закономерности изменения форм сигнала потребляемой электроприводом установки штангового глубинного насоса мощности, проведены аналогии между изменениями форм этих сигналов и характерными изменениями динамограмм с целью разработки метода диагностики неисправностей ШГН. Исследования проведены для неисправностей: обрыв и отворот штанг, попадание газа в цилиндр насоса, образование эмульсии, запарафинивание, удар плунжера о приемный клапан, удар плунжера о верхнюю ограничительную гайку вставного насоса, утечка в приемном клапане, утечка в нагнетательном клапане.

3. Предложен метод регулирования подачи установки штангового глубинного насоса, основанный на анализе сигнала потребляемой электроприводом мощности, отличающийся поддержанием оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины без использования дополнительных датчиков физических величин.

4. Разработан метод диагностики неисправностей штангового глубинного насоса на основании анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности без использования дополнительных датчиков физических величин.

Теоретическая значимость работы

Выявлены и исследованы закономерности изменения форм сигнала потребляемой электроприводом установки штангового глубинного насоса мощности (характерные смещения фронтов и спадов, площадей под кривой, а также амплитуд сигнала), проведены аналогии между изменениями форм этих сигналов и характерными изменениями динамограмм с целью разработки метода диагностики неисправностей. Разработана имитационная модель подсистемы «продуктивный пласт – скважина» с учетом изменения скорости притока скважинной жидкости. Обоснован выбор имитационной модели штангового глубинного насоса. При разработке имитационной модели станка-качалки выведены уравнения баланса сил для двух типов балансирного привода (одноплечего и двухплечего). Разработана имитационная модель объекта управления, позволяющая представить пласт, скважину, установку штангового глубинного насоса и систему управления как замкнутую систему с учетом изменения скорости притока скважинной жидкости.

Практическая значимость работы

Результаты диссертационной работы внедрены при разработке экспериментальной установки, включающей стенд испытаний и экспериментальный образец системы управления, разработанной совместно с предприятием АО «Энергонефтемаш» (г. Омск). Метод регулирования подачи установки штангового глубинного насоса, основанный на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины, и метод диагностики неисправностей УШГН на основании анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности позволяют снизить себестоимость разрабатываемой системы управления и повысить эффективность УШГН. Методы реализованы в экспериментальном образце системы управления УШГН. Разработанная имитационная модель объекта управления позволяет получать мощностные и токовые профили нагрузки, необходимые для работы стенда испытаний при проведении экспериментальных исследований систем управления УШГН. Результаты исследований использованы при выполнении ФЦП

«Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы» по теме «Исследование и разработка интеллектуальной системы управления штанговым глубинным насосом для поддержания оптимального динамического уровня жидкости в нефтяной скважине» (соглашение № 14.574.21.0157, уникальный идентификатор RFMEFI57417X0157).

Методология и методы исследования

Исследования динамических нагрузок на узлы установки штангового глубинного насоса проведены при помощи методов математического моделирования физических процессов, теории упругости и методов решения уравнений математической физики. Метод регулирования подачи установки штангового глубинного насоса разработан с использованием методов поиска экстремума функции. Метод диагностики неисправностей ШГН по потребляемой электроприводом мощности разработан с применением принципов и методов высокоуровневого программирования. Для реализации поставленных задач использовано следующее программное обеспечение: MATLAB версии 9.3.0.713579, Simulink версии 9.0, MathCad версии 13.1.

Достоверность и обоснованность предложенных в диссертации методов регулирования подачи УШГН и диагностики ШГН подтверждается результатами имитационного моделирования с использованием разработанной модели объекта управления и экспериментальными исследованиями на экспериментальном образце системы управления и нагрузочном стенде. Адекватность имитационной модели объекта управления подтверждается сравнением полученных при моделировании результатов с экспериментальными.

Положения, выносимые на защиту

1. Разработанная имитационная модель объекта управления описывает скважину, установку штангового глубинного насоса и систему управления как замкнутую систему с учетом изменения скорости притока скважинной жидкости, а также позволяет проводить исследования данной системы для синтеза и тестирования методов управления и диагностики неисправностей.

2. Выявленные характерные изменения форм сигнала потребляемой электроприводом мощности позволяют определять следующие неисправности: обрыв и отворот штанг, попадание газа в цилиндр насоса, образование эмульсии, запарафинивание, удар плунжера о приемный клапан, удар плунжера о верхнюю ограничительную гайку вставного насоса, утечку в приемном клапане, утечку в нагнетательном клапане.

3. Метод регулирования подачи установки штангового глубинного насоса, основанный на анализе сигнала потребляемой электроприводом мощности, реализует вывод скважины на оптимальный режим работы, обеспечивающий откачивание скважинной жидкости с максимальной скоростью и коэффициентом заполнения цилиндра насоса.

4. Метод диагностики неисправностей штангового глубинного насоса на основании анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности позволяет проводить анализ состояния штангового глубинного насоса без использования дополнительных датчиков физических величин.

Апробация результатов работы

Результаты, представленные в работе, обсуждались на следующих конференциях и семинарах: международной научно-практической конференции «Электронные средства и системы управления», г. Томск, 2017; XII российской конференции с международным участием «Новые информационные технологии в исследовании сложных структур», пос. Катунь, 4–8 июня 2018 г.; международной научно-практической конференции «Электронные средства и системы управления», г. Томск, 2019; International Multi-Conference on Engineering, Computer and Information Sciences (SIBIRCON), Tomsk, 21–27 October 2019.

Личный вклад автора

Все результаты, сформулированные в положениях, выносимых на защиту, и составляющие научную новизну работы, получены лично автором. В ходе выполнения поставленных задач проведен анализ информационных источников по теме диссертационных исследований, существующих методов регулирования подачи установки штангового глубинного насоса, а также методов диагностики

неисправностей. Разработана имитационная модель объекта управления, с помощью которой проведен анализ влияния различных неисправностей на форму сигнала потребляемой электроприводом мощности (ваттметрограммы). На основании полученных результатов разработаны метод регулирования подачи УШГН, основанный на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины, а также метод диагностики неисправностей штангового глубинного насоса посредством анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности. С помощью разработанной имитационной модели объекта управления и экспериментального образца системы управления УШГН автором проведены экспериментальные исследования предложенных методов и анализ полученных результатов.

Публикации

Основные результаты диссертационной работы представлены в 20 публикациях, 7 из которых опубликованы в изданиях, входящих в международную базу цитирования Scopus, 3 – в изданиях, рекомендованных ВАК РФ, 4 – в материалах конференций, получено 5 свидетельств о регистрации программ для ЭВМ и 1 патент на полезную модель.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырёх глав, заключения, списка литературы из 111 наименований и двух приложений. Общий объём основной части составляет 148 страниц и включает 71 рисунок и 26 таблиц.

В разделе 1 приводится описание объекта управления, а также анализ существующих методов регулирования подачи установок штанговых глубинных насосов и диагностики погружного и наземного оборудования.

В разделе 2 представлено математическое описание объекта управления, включающего подсистему «продуктивный пласт – скважина» и следующие узлы установки штангового глубинного насоса: штанговый глубинный насос, станок-качалку, трехфазный асинхронный электродвигатель.

В разделе 3 представлен метод регулирования подачи установки штангового глубинного насоса, основанный на поддержании оптимального динамического

уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины на основании анализа сигнала потребляемой электроприводом УШГН мощности, а также изложено описание и обоснование алгоритмов, позволяющих реализовать данный метод. Проводится анализ формы сигналов потребляемой электроприводом мощности, полученных при моделировании различных неисправностей штангового глубинного насоса, на основании которого предлагается метод диагностики этих неисправностей.

В разделе 4 приведены результаты экспериментальных исследований метода регулирования подачи установки штангового глубинного насоса, основанного на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины, и метода диагностики неисправностей штангового глубинного насоса посредством анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности.

В приложении А приведены ваттметрограммы, полученные при моделировании неисправностей для различных параметров оборудования.

В приложении Б представлены акты о внедрении результатов исследований, а также свидетельства о регистрации программ для ЭВМ.

1 ОБЗОР СОСТОЯНИЯ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ УСТАНОВКАМИ ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ

Установки штанговых глубинных насосов являются одним из наиболее распространенных видов оборудования для добычи нефти. Они используются при эксплуатации низкодебитных скважин и скважин с различными осложнениями в добыче, такими как высокая обводненность, пескопроявление, высокая вязкость или температура скважинной жидкости, соле- и парафинообразование, то есть в тех случаях, когда применение центробежных насосов становится неэффективным. Кроме того, этот способ добычи позволяет рентабельно эксплуатировать небольшие месторождения с низкими дебитами [1]. В настоящее время более 40 % скважин в России оснащено такими установками [2].

Эффективность работы УШГН зависит не только от состояния оборудования, но и от качества управления. В связи с этим большое внимание уделяется исследованиям, направленным на разработку новых систем управления УШГН. Обзор информационных источников, приведенный в [3–5], а также патентный обзор, выполненный в рамках ФЦП по теме «Исследование и разработка интеллектуальной системы управления штанговым глубинным насосом для поддержания оптимального динамического уровня жидкости в нефтяной скважине» [6], показывают, что разработка и модернизация современных систем управления УШГН направлены как на совершенствование их технического оснащения (в том числе датчиков), так и на создание новых методов управления, диагностики, обработки сигналов и информации, реализацию человеко-машинного интерфейса и т.д. Несмотря на достаточно широкий круг задач, основной является разработка алгоритмов и методов, реализующих основные функции системы управления, а именно:

- регулирование подачи (объема жидкости в единицу времени) установки штангового глубинного насоса для обеспечения максимального дебита жидкости, минимального износа оборудования и энергосбережения;

– диагностику неисправностей оборудования установки штангового глубинного насоса и скважины (для последующего принятия решения об остановке или переходе в другой режим работы с одновременной сигнализацией оператору о возникновении неисправности).

1.1 Описание объекта управления

Скважина является связующим звеном между поверхностью и продуктивным пластом – локальным естественным скоплением нефти. С помощью УШГН осуществляется подъем скважинной жидкости на поверхность. Существует два установившихся значения уровня жидкости в скважине: статический и динамический. Динамическим уровнем является уровень столба жидкости в работающей скважине. Уровень жидкости, установившийся при выравнивании пластового и забойного давлений в остановленной скважине, является статическим уровнем. Приток жидкости из пласта в скважину происходит только в случае существования пластовой депрессии. Приток жидкости из пласта в скважину происходит в результате установления на забое скважины (дне скважины) давления меньшего, чем в продуктивном пласте. При этом пластовая энергия расходуется на преодоление разного рода сил сопротивления, гравитационных, капиллярных сил при перемещении нефти и проявляется в процессе снижения давления – создания разности между пластовым и забойным давлениями, называемой депрессией. Продуктивный пласт и скважина составляют последовательно соединенную двухкомпонентную гидравлическую систему. При этом скважина является единственным каналом, через который можно определить текущие характеристики такой системы в виде основных параметров, изменяющихся во времени, таких как динамический уровень, забойное давление, дебит скважины, количество поступившей в скважину жидкости за единицу времени, и оказать воздействие на пласт различными мероприятиями, в том числе путем изменения режима работы скважинного оборудования [7].

Для скважин, работающих в различных режимах и при разных осложнениях, чтобы обеспечить надежную работу с большим межремонтным периодом,

индивидуально подбирают узлы УШГН. Поскольку разрабатываемая система управления должна учитывать характеристики и особенности работы оборудования, необходимо выделить из классификаций тип оборудования, для которого она будет проектироваться. Необходимо определить наиболее распространенные варианты конструкций УШГН для проведения дальнейших исследований.

Установка штангового глубинного насоса для эксплуатации однопластовых месторождений (рисунок 1.1) состоит:

- из наземного механического привода (станок-качалка);
- первичного двигателя;
- оборудования устья скважины;
- колонны насосно-компрессорных труб (НКТ);
- колонны штанг;
- штангового глубинного насоса.

Существует два типа штанговых глубинных насосов – вставные и невставные, которые различаются конструктивным исполнением, имея при этом одинаковый принцип действия. Механические приводы ШГН представлены широкой номенклатурой. Они различаются по виду первичного двигателя (электрические, тепловые), роду используемой в передаче энергии (механические, гидравлические, пневматические), а также количеству обслуживаемых одним приводом скважин (индивидуальные, групповые). На рисунке 1.2 представлена классификация механических балансирных приводов [8]. Наиболее распространёнными являются механические балансирные индивидуальные приводы (станки-качалки), оснащенные электрическими двигателями [9, 10]. Преобразующее устройство представляет собой плоский четырехзвенный кривошипно-коромысловый механизм, работающий совместно с гибким звеном (канатной подвеской), огибающим дуговую головку коромысла (балансира) [11]. Для приводов УШГН чаще всего используются трехфазные асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором, имеющие мощность 7,5–55 кВт и номинальную частоту вращения вала 500–1500 об/мин [12].

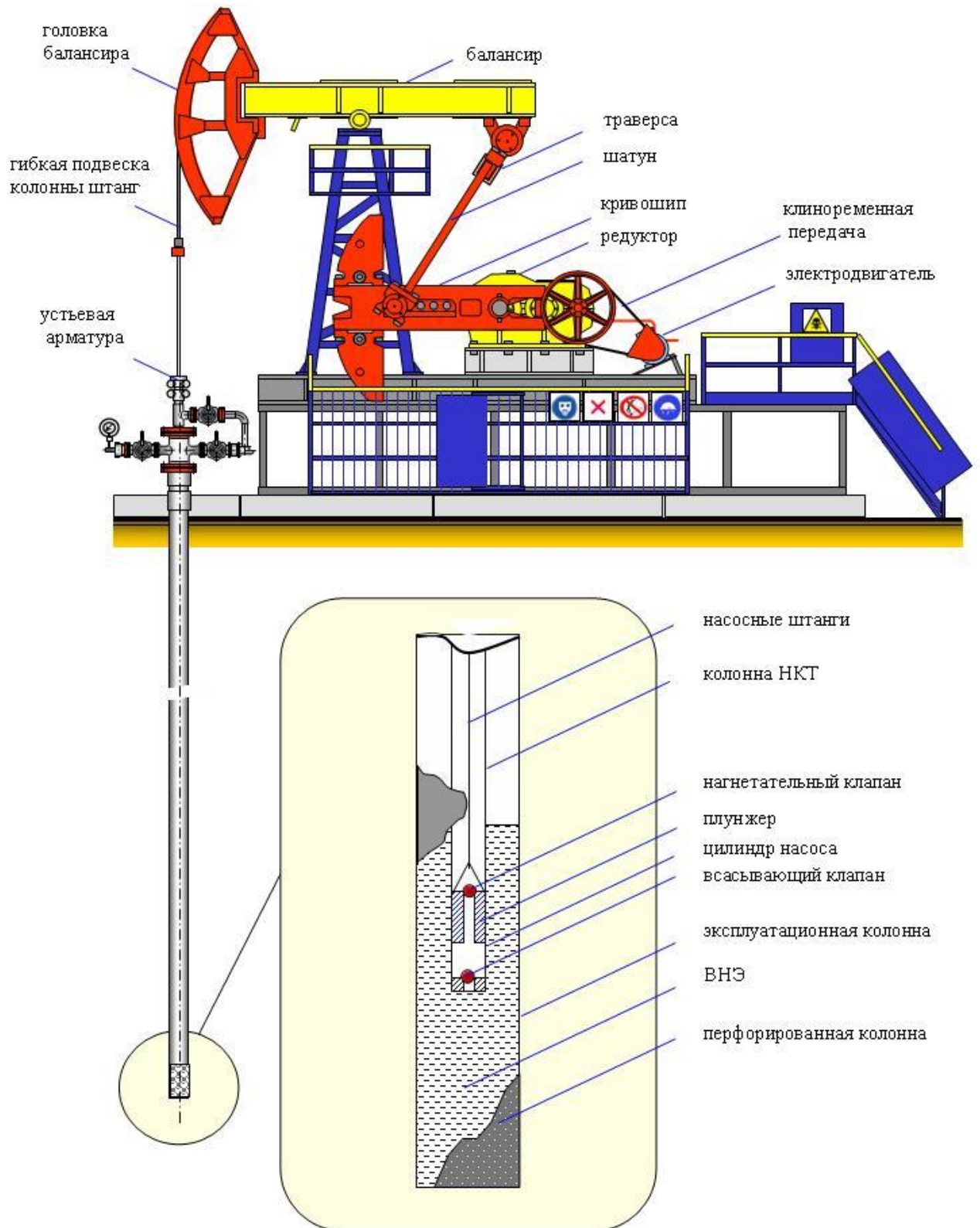


Рисунок 1.1 – Установка штангового глубинного насоса

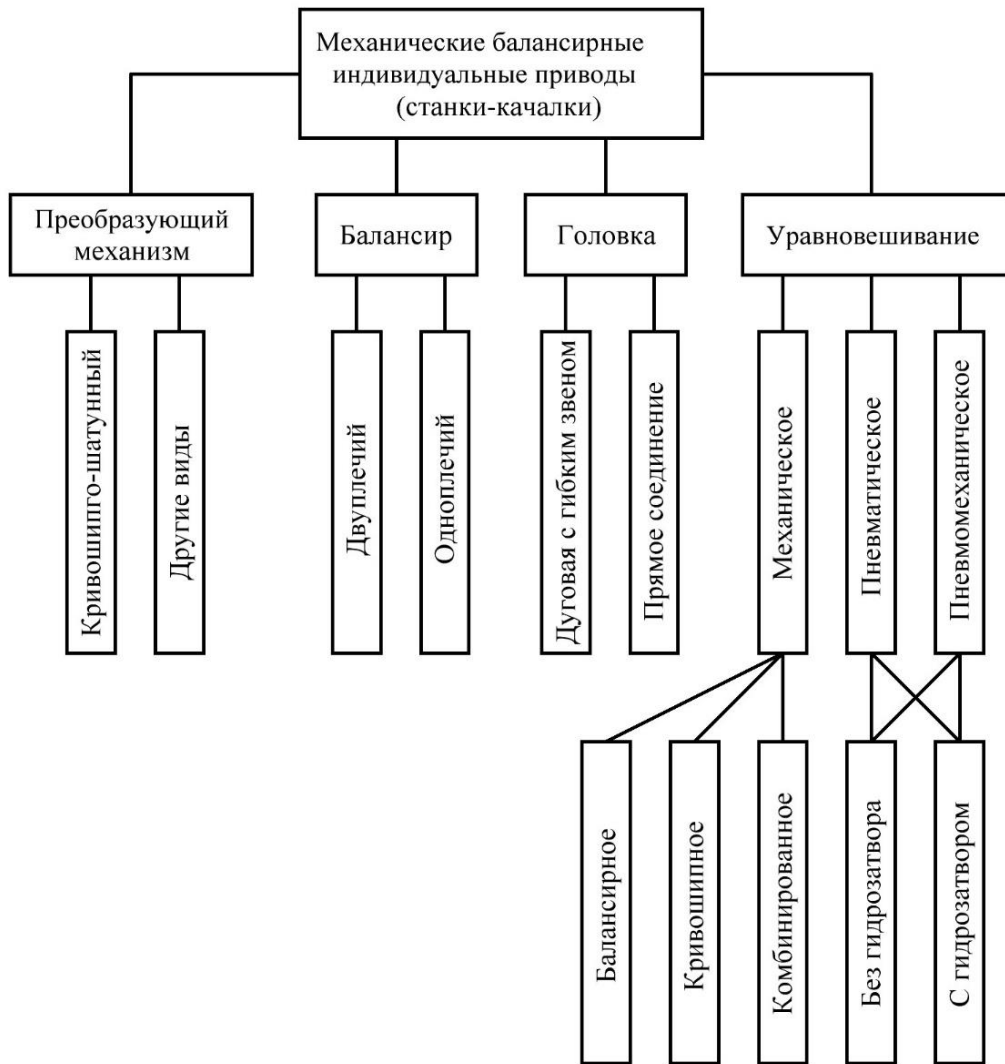


Рисунок 1.2 – Классификация механических балансирных приводов штанговых глубинных насосов

Принцип работы УШГН с описанной выше конфигурацией заключается в том, что наземный привод посредством колонны штанг приводит в работу штанговый глубинный насос, который обеспечивает перемещение пластовой жидкости из забоя скважины по колонне НКТ на поверхность. Основными составляющими СК являются балансир, действующий на стойке, соединенный подвижно с шатуном и кривошипом. Кривошип, вращаясь с постоянной скоростью, преобразует вращательное движение в возвратно-поступательное движение балансира с переменной скоростью. За один оборот кривошипа головка балансира совершает полный цикл – ход вверх и ход вниз. Скорость движения балансира меняется в течение одного полного цикла по величине и по направлению [13].

УШГН также включает редуктор, предназначенный для снижения частоты вращения вала двигателя до частоты качаний штанг. Связь двигателя с понижающим редуктором осуществляется клиноременной передачей [14].

Таким образом, объектом управления является система «продуктивный пласт – скважина – УШГН» или, более подробно, «продуктивный пласт – скважина – ШГН – СК – электродвигатель». Под приводом УШГН понимается индивидуальный механический балансирный привод с кривошипно-шатунным механизмом, дуговой головкой и механическим уравниванием, приводимый в движение трехфазным асинхронным двигателем с короткозамкнутым ротором.

Объект управления представляет собой сложную динамическую систему, при исследовании которой необходимо учитывать электромеханические, динамические, кинематические и гидравлические процессы в ее элементах, а также влияние на них внешних воздействий. Следовательно, целесообразной является разработка имитационной модели объекта управления, описывающей пласт, скважину, УШГН и систему управления как замкнутую систему. Обзор информационных источников по теме диссертационного исследования показал, что в настоящее время существует множество работ, направленных на создание математического описания подсистемы «продуктивный пласт – скважина» или отдельных узлов УШГН. Однако существующие модели узлов не могут быть применены в рамках данного исследования, поскольку обладают либо недостаточной степенью адекватности, что негативно скажется на адекватности модели в целом, либо чрезмерной точностью, что увеличит объем вычислений и временные затраты. В связи с этим для осуществления поставленных задач необходима разработка имитационной модели объекта управления.

1.2 Обзор методов диагностики неисправностей установки штангового глубинного насоса

Задачу диагностики неисправностей оборудования УШГН можно условно разделить на две подзадачи:

- диагностика неисправностей наземного оборудования;

- диагностика неисправностей штангового глубинного насоса.

1.2.1 Методы диагностики неисправностей наземного оборудования

Для диагностики неисправностей наземного оборудования УШГН используются датчики-индикаторы состояния подшипника балансира, индикаторы срыва шатуна, датчики крена установки, а также методы магнитной памяти металла, вибродиагностики, ваттметрирования, ультразвуковой и магнитоиндукционный методы. Метод магнитной памяти металла основан на определении зон концентрации напряжений, что позволяет выявлять напряженно-деформированное состояние элементов конструкции и повреждения в узлах и деталях [15]. Магнитоиндукционный и ультразвуковой методы контроля состояния конструкций являются широкоизвестными методами дефектоскопии, они основаны на регистрации изменений параметров используемых физических полей, которые в свою очередь вызваны различными дефектами конструкции [16]. Методом вибродиагностики определяется состояние исследуемого оборудования в зависимости от уровня вибрации и шума. В [17] описывается реализация данного метода. Точки замеров уровня шума, вибрации и температуры выбираются согласно требованиям ГОСТ 31193-2004 (ЕН 1032:2003). В этих точках измеряется виброскорость в различных интервалах частот (10–1000 Гц), оценивается ее среднеквадратическое значение и сравнивается с допустимыми значениями. Для правильной оценки наличия дефекта дополнительно определяется температурное поведение всех узлов оборудования с помощью тепловизора. Все вышеописанные методы обладают одним общим недостатком: для диагностики с их помощью необходимо размещение большого количества датчиков в различных точках наземной части УШГН, а также прокладка линий связи между датчиками и системами управления, что существенно увеличивает стоимость оборудования и снижает его надежность.

Альтернативным методом является ваттметрирование. Ваттметрограмма представляет собой зависимость мгновенных значений активной мощности, потребляемой электроприводом УШГН, от времени [18]. Как средство диагностики

ваттметрирование стало применяться раньше, чем динамометрирование. В 1975 году В.О. Кричке были разработаны аналоговые электронные приборы, позволяющие производить обработку ваттметрограмм. Но широкому распространению данного способа помешала низкая вычислительная мощность контроллеров [19].

Ваттметрограмма позволяет выявлять следующие неисправности двигателя: перекос фаз, отклонение частоты питающего напряжения, перегрузку по току и др. Она также позволяет производить мониторинг неисправностей механического привода, а именно биений в редукторе, обрыва и проскальзывания ремней, разбаланса противовесов [20].

В настоящее время известны методы определения неисправностей УШГН по ваттметрограмме. Отдельную группу составляют методы, направленные на определение неуравновешенности станка-качалки механического привода УШГН. Из них наиболее простым и распространенным является метод, основанный на сравнении энергий, затрачиваемых станком-качалкой при ходе вверх и вниз [21]. Его недостаток – низкая точность.

Другой метод вычисления коэффициентов неуравновешенности реализуется с помощью измерения тока и активной мощности при подъеме и спуске штанг, однако и он недостаточно точный, поскольку на значения тока большое влияние оказывает реактивная составляющая мощности. В [22] рассматривается альтернативный метод вычисления коэффициентов неуравновешенности на основании мгновенных значений тока и напряжения, полученных посредством соответствующих датчиков, а также активной мощности, вычисленной с помощью коэффициента мощности установки и сдвига фаз, измеренного фазометром. Недостатком этого метода является необходимость применения дополнительного оборудования.

Для определения вибрационных и ударных нагрузок УШГН используется метод спектрального анализа ваттметрограммы [18, 23]. Метод подразумевает построение спектра сигнала ваттметрограммы и детектирование усиления

амплитуды сигнала на частоте, кратной частоте оборотов узлов и деталей привода УШГН. Достоинством данного метода является высокая точность.

1.2.2 Методы диагностики неисправностей штангового глубинного насоса

Наиболее распространенным и хорошо изученным методом определения неисправностей ШГН является динамометрирование. Метод основан на анализе графика зависимости усилия на полированном штоке от его перемещения – динамограммы (рисунок 1.3).

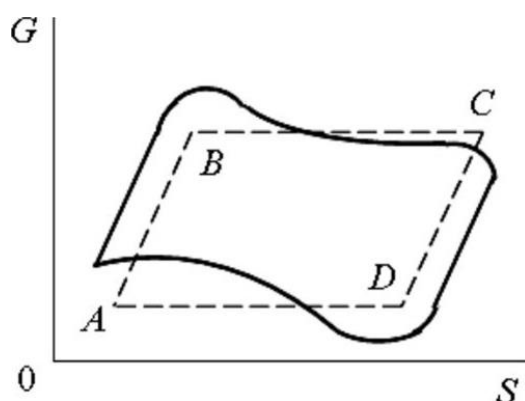
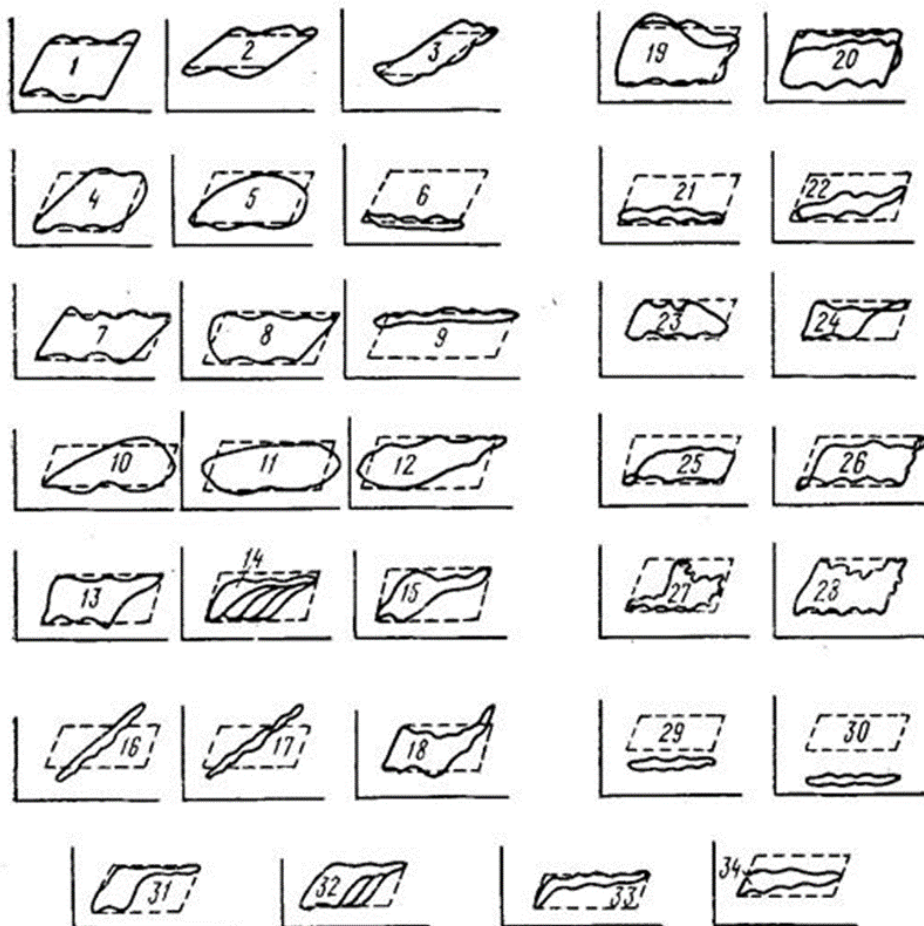


Рисунок 1.3 – Динамограмма нормальной работы ШГН

(пунктирная линия – теоретическая, сплошная линия – практическая динамограмма)

Анализ динамограммы позволяет определять как количественные, так и качественные показатели работы ШГН. В общей сложности с ее помощью можно выявить около 30 различных параметров, отражающих состояние ШГН, без остановки работы оборудования и подъема его на поверхность [24, 25]. Из них можно выделить, как минимум, 3 группы неисправностей в работе ШГН: утечки жидкости из НКТ и клапанов – всасывающего и нагнетательного; механические неисправности, такие как высокая и низкая посадка плунжера, обрыв штанг, прихват плунжера и т.д.; проблемы, обусловленные откачкой жидкости с газом, песком, парафином [25]. По динамограмме работы ШГН в среде, содержащей свободный газ, также определяют давление у приема насоса, дебит жидкости и дебит газа [24]. На рисунке 1.4 представлены динамограммы, отражающие характерные неисправности штангового глубинного насоса [24].



1-3 нормальная работа насоса; 4-6 утечки в нагнетательном клапане: средняя, большие утечки и выход из строя нагнетательной части соответственно; 7-9 утечки в приемном клапане: средняя, большая утечка, выход из строя приемной части, соответственно; 10-12 утечки в приемном и нагнетательном клапанах; 13-15 влияние газа на работу насоса: влияние пластового газа, изменение контура и влияние газа и утечки в нагнетательной части соответственно; 16-18 прихват плунжера насоса с выходом из замковой опоры, заедание песком, соответственно; 19-20 утечки в НКТ; 21-22 фонтанирование; 23 высокая посадка плунжера; 24 высокая посадка плунжера без слива из замковой опоры; 25-26 удар плунжера о приемный клапан; 27-28 негерметичность насоса; 29-30 обрыв или отворот штанг; 31-34 низкий динамический уровень (33 пробка; 34 заедание песком).

Рисунок 1.4 – Динамограммы работы ШГН при различных неисправностях

На форму динамограммы, помимо неисправностей, могут влиять и другие факторы, в частности глубина спуска и диаметр насоса, число качаний балансира в минуту, длина хода полированного штока и пр. Однако особое влияние оказывают глубина спуска и число качаний. На рисунке 1.5 приведены динамограммы нормальной работы насоса при постоянной длине хода штока, но при различных глубинах спуска и числе качаний балансира. При увеличении глубины спуска

насоса на динамограмме начинают проявляться петли и вторичные инерционные колебания, что может привести к неправильной расшифровке ее формы. Увеличение числа качаний в минуту еще больше искажает ее форму, такие динамограммы называют динамическими. Для режимов откачки, применяемых при больших глубинах спуска насоса, нижнюю границу области существования динамических динамограмм определяют как $H \cdot n \approx 10000$, где H – глубина спуска насоса; n – число качаний в минуту [27].

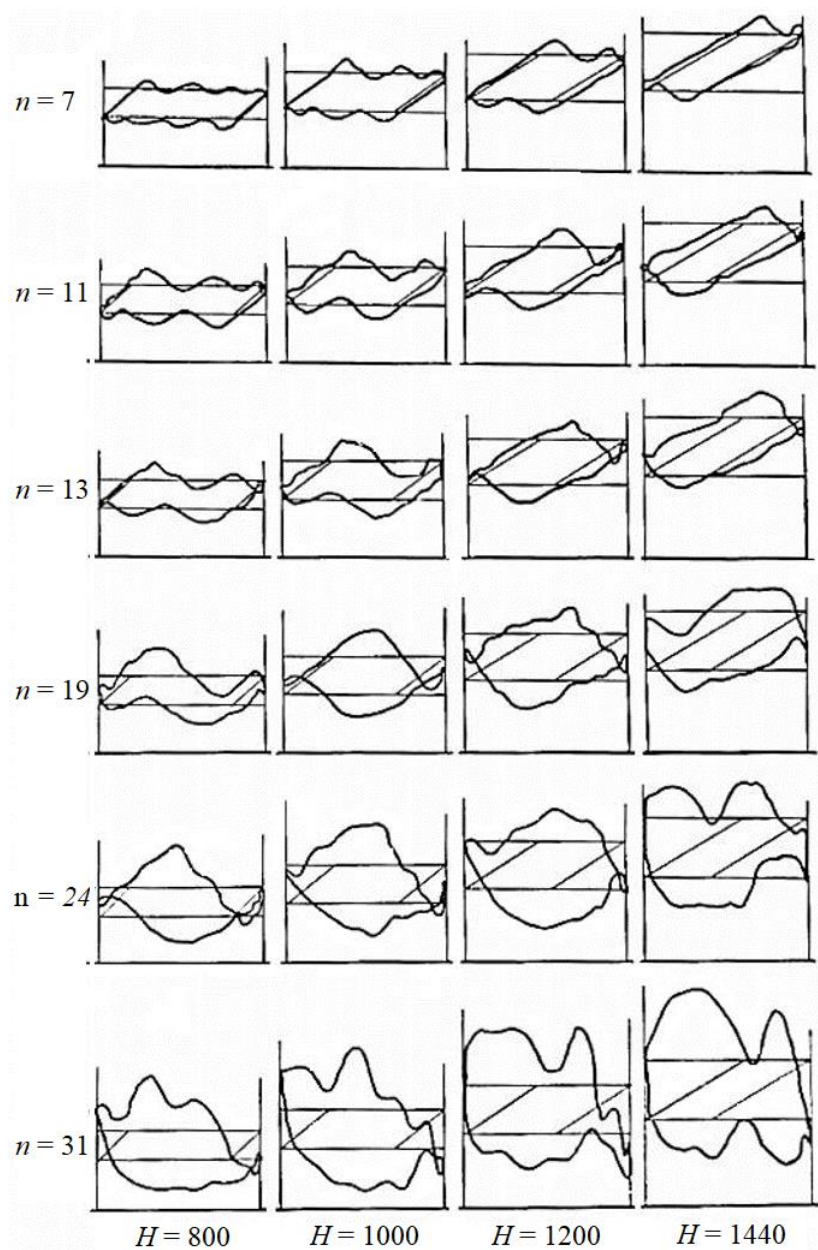


Рисунок 1.5 – Изменение очертания динамограмм нормальной работы насоса в зависимости от глубины спуска и числа качаний (динамограммы сняты на стендовой скважине)

Различают устьевые и плунжерные динамограммы. Устьевую динамограмму получают с помощью датчиков усилия, располагаемых непосредственно на штоке, между траверсами или между верхней траверсой и замком. Плунжерные динамограммы отражают усилия непосредственно на плунжере. Анализ плунжерной динамограммы позволяет осуществлять мониторинг неисправностей с большей точностью, но получить такую динамограмму сложно. Поэтому для оценки состояния ШГН можно использовать плунжерную динамограмму, полученную из устьевой расчетным путем [32]. Однако на форму последней, помимо нагрузки на штоке, влияют силы сухого и жидкого трения, а также силы инерции, действующие как на плунжер, так и на колонну штанг. Вследствие этого для преобразования требуется разработка специального программно-математического обеспечения, а также затрата значительных вычислительных мощностей используемого контроллера системы управления. По указанным причинам для анализа состояния ШГН чаще используют именно устьевую динамограмму [26].

Для получения устьевой динамограммы применяют динамографы, состоящие из совокупности датчиков усилия и перемещения. Поскольку каналы связи и электропитания являются наиболее уязвимым местом любого датчика, в настоящее время наиболее распространены автономные беспроводные датчики усилия на полированном штоке [28–30]. Для определения параметров движения штока оптимальным способом является использование линейного акселерометра [31].

Существенный недостаток метода динамометрирования – низкая точность датчиков. Измерение нагрузки на основе измерения деформации элемента конструкции является достаточно сложной задачей, кроме того, прибор должен сохранять свою работоспособность и точность измерения в условиях сильных вибраций, электромагнитных помех и в широком диапазоне температур. Все интегральные акселерометры обладают высокой температурной погрешностью, поэтому отечественные динамографы на основе таких акселерометров имеют погрешность не менее 5 %, что не позволяет снять динамограмму с большей

точностью [33]. Помимо этого, динамографы достаточно дорогостоящие приборы, и зачастую нерентабельно оснащать ими каждую скважину, в связи с чем используются переносные автономные динамографы, с помощью которых производится однократное измерение динамограммы для выявления состояния оборудования.

Поскольку нагрузка на валу асинхронного электродвигателя представляет сумму усилий, приложенных в различных точках УШГН, одной из которых является нагрузка на полированный шток (нагрузка в точке подвеса штанг (ТПШ)), ваттметрограмма отражает изменения, происходящие с внутрискважинным оборудованием, и позволяет определять изменения динамического уровня жидкости и неисправности ШГН [34, 35].

Метод определения неисправностей ШГН, основанный на анализе сигнала ваттметрограммы, приведен в [36]. Принцип действия метода основан на измерении мгновенных значений сигналов тока $i(t)$ и напряжения $u(t)$ одной фазы двигателя с последующим вычислением активной мощности и построением графика зависимости активной мощности, потребляемой электроприводом УШГН, от времени – ваттметрограммы (рисунок 1.6).

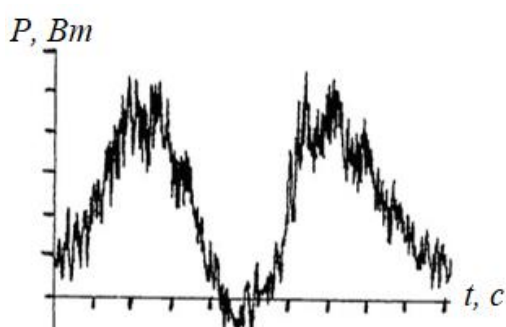


Рисунок 1.6 – Ваттметрограмма

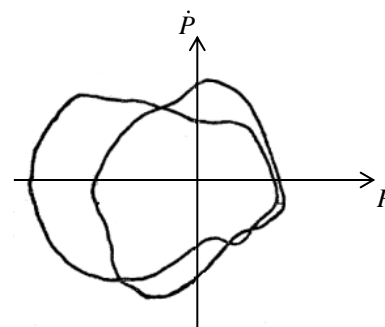


Рисунок 1.7 – Фазовая кривая

Сигнал ваттметрограммы фильтруется, производится измерение скорости изменения мощности и строится фазовая кривая $P(\dot{P})$ (рисунок 1.7), которая имеет замкнутый вид. Далее вычисляется среднее значение синуса C и косинуса S угла наклона вектора, соединяющего точку на фазовой кривой с началом координат.

Величина $R = \sqrt{C^2 + S^2}$ представляет собой диагностический коэффициент, характеризующий состояние ШГН.

Чтобы определить зависимость величины диагностического коэффициента от присутствия той или иной неисправности, предварительно для основных типов теоретических ваттметрограмм с неисправностями находятся координаты ваттметрограмм в фазовой плоскости и рассчитываются эталонные значения диагностических коэффициентов для каждого типа рассматриваемых неисправностей. Сравнение значения R диагностируемой ваттметрограммы с эталонными значениями позволяет сделать вывод о работе насоса и диагностировать тип неисправности. На рисунке 1.8 изображены фазовые кривые для основных диагностируемых видов неисправностей штанговой насосной установки.

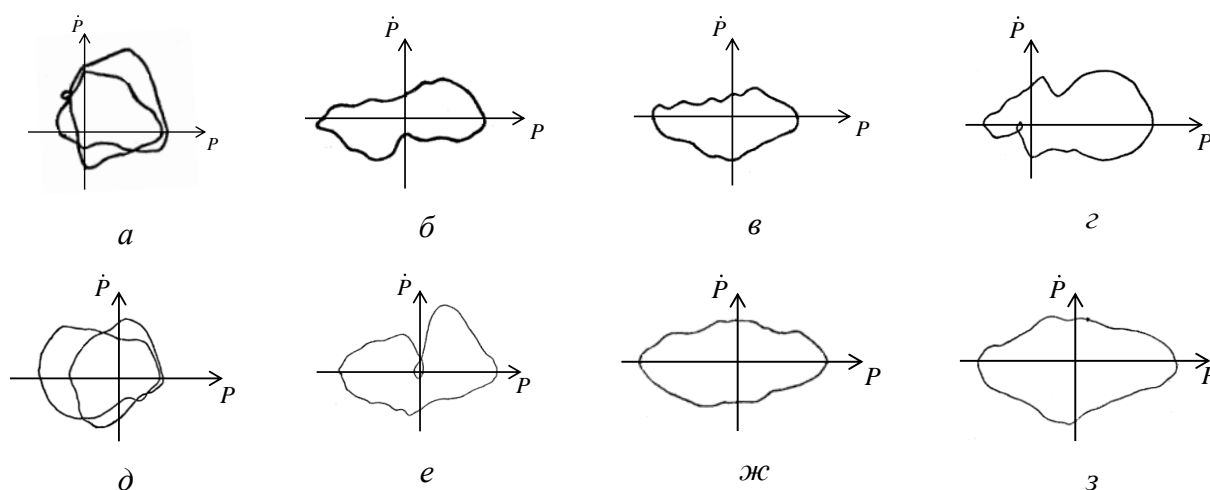


Рисунок 1.8 – Фазовые кривые основных видов неисправностей: *a* – нормальная работа; *б* – выход из строя приемного клапана; *в* – выход из строя нагнетательного клапана; *г* – обрыв штанг посередине; *д* – обрыв штанг у полированного штока; *е* – заклинивание плунжера в нижней части; *ж* – заклинивание плунжера в верхней части; *з* – заклинивание плунжера в средней части

Главным недостатком существующего метода является его низкая точность и необходимость выведения диагностических коэффициентов индивидуально для каждой УШГН, что усложняет разработку системы управления. Таким образом,

необходима разработка метода определения неисправностей ШГН на основе анализа потребляемой электроприводом мощности.

Проведенный обзор информационных источников показал, что наиболее изученным методом диагностики неисправностей является динамометрирование. Динамограмма связана с сигналом потребляемой электроприводом мощности сложными нелинейными зависимостями. Следовательно, необходимо исследовать взаимосвязь между изменениями форм сигнала потребляемой электроприводом мощности, характерными для определенных неисправностей, и соответствующими изменениями форм динамограмм с целью разработки метода диагностики неисправностей ШГН.

1.3 Обзор методов регулирования подачи УШГН

Методы регулирования подачи УШГН реализуются посредством контроля определенных технологических параметров для обеспечения максимального дебита жидкости, минимального износа оборудования и энергосбережения. К основным технологическим параметрам, характеризующим работу оборудования, поднимающего на поверхность пластовую жидкость, относятся [37]:

- усилие в тяговом элементе;
- динамический уровень жидкости.
- значение потребляемой электродвигателем мощности;
- состояние оборудования;
- количество добываемой жидкости;
- давление в выкидной линии глубинно-насосного оборудования и в затрубном пространстве.

Согласно [38] существует три группы методов регулирования подачи УШГН – это методы, основанные на регулировании давления, динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины и объема откачиваемой жидкости. В результате анализа литературных источников классификация методов регулирования подачи УШГН может быть представлена в виде структурной схемы (рисунок 1.9) [39].

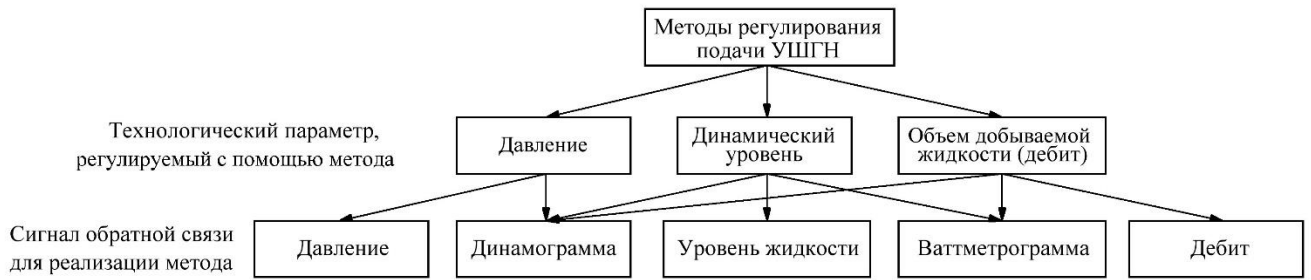


Рисунок 1.9 – Классификация методов регулирования подачи УШГН

1.3.1 Методы, основанные на регулировании давления

Первая группа методов основана на поддержании в скважине оптимального забойного давления. Так, при прямом измерении давления в качестве сигнала обратной связи используется сигнал дистанционного глубинного манометра, расположенного в скважине [39]. При снижении забойного давления система управления увеличивает скорость откачивания до установления первоначальных значений забойного давления и дебита. Ситуация, когда УШГН откачивает жидкость на максимальной скорости, а давление на забое продолжает падать, свидетельствует согласно данному методу об исчерпании запаса производительности установки.

Измерение забойного давления может быть произведено косвенно по динамограмме [40], однако такой способ применяется редко в связи с необходимостью реализации сложных математических моделей и низкой точностью.

1.3.2 Методы, основанные на регулировании динамического уровня

Вторая группа методов основана на поддержании в затрубном пространстве нефтяной скважины постоянного положения динамического уровня. Методы этой группы в свою очередь можно разделить на методы, предусматривающие стабилизацию уровня на глубине, заданной технологом, и методы, включающие поиск оптимального положения динамического уровня.

Наиболее простыми являются методы, использующие в качестве сигнала обратной связи сигнал датчика уровня жидкости. Эти методы основаны на

вычислении рассогласования между заданным и измеренным уровнями с последующей установкой времени работы двигателя в цикле управления. Такой подход лежит в основе целого ряда методов регулирования, различающихся лишь способом определения изменения динамического уровня и способом синтеза закона изменения управляющего воздействия. Например, в [41] для обеспечения апериодического характера процесса регулирования и при учете односторонней управляемости системы предлагается ПИ-регулятор уровня жидкости и приводятся формулы для расчета его коэффициентов. Недостатком таких методов является сложность осуществления точного измерения текущего значения уровня жидкости.

Известен метод, позволяющий определять динамический уровень косвенно по динамограмме. Суть его заключается в следующем. В первый момент времени производится ввод данных с помощью датчика усилия на полированном штоке, датчика перемещения полированного штока и параметров, заданных в системе управления, для построения теоретической динамограммы и вычисления положения плунжера в текущий момент времени с помощью имитационной модели. На основании полученных значений вычисляется динамический уровень и формируется управляющее воздействие [42].

Регулирование подачи УШГН можно более точно реализовать посредством анализа усилия на плунжере, вычисленного косвенно по измеренной с помощью датчиков усилия и перемещения динамограммы [43]. Улучшенный метод управления установкой штангового глубинного насоса по усилию на плунжере предложен в [44]. Алгоритм включает несколько действий. Сначала производится измерение динамограммы, представляющей собой зависимость нагрузки от положения полированного штока, затем генерируется функция закона трения. В зависимости от динамограммы по функции закона трения строится график усилия на плунжере ШГН. Далее анализируется полученный график, с помощью которого генерируется сигнал для управления УШГН. Недостатком является необходимость использования динамографа. Построение динамограммы для осуществления данного метода может быть также произведено косвенно по полезной мощности на валу электродвигателя с использованием прямого

кинематического расчета станка-качалки [45]. Недостатком такого подхода является необходимость использования датчиков для измерения полезной мощности или дополнительной реализации модели двигателя для вычисления полезной мощности из ваттметрограммы.

Известен метод регулирования подачи УШГН, использующий вычисление динамического уровня косвенно по ваттметрограмме с помощью виртуального датчика на основе нейронной сети, а также датчиков устьевого и затрубного давлений и плотности нефти (рисунок 1.10) [46].

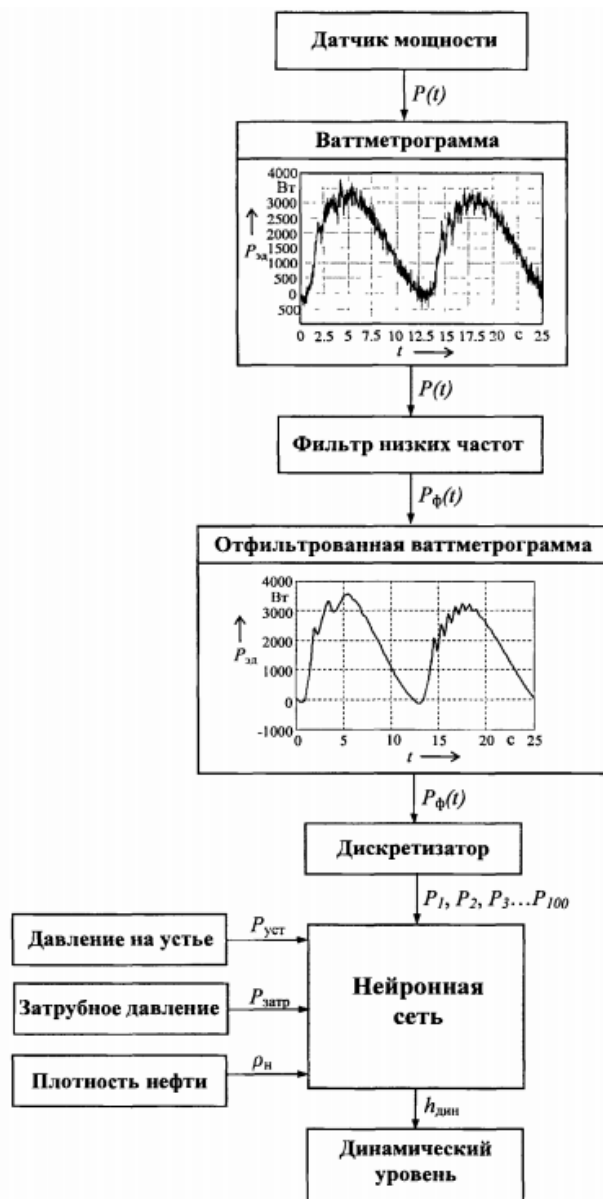


Рисунок 1.10 – Метод определения динамического уровня по ваттметрограмме на основе нейронных сетей

Полученная с помощью датчика мощности ваттметрограмма преобразуется фильтром нижних частот (ФНЧ) и дискретизируется по времени с шагом, равным 0,01 от периода качания, данные с дискретизатора и датчиков давления и плотности поступают на вход нейронной сети, определяющей значение динамического уровня. Достоинством метода является высокая точность, недостатком – сложность реализации, необходимость построения математической модели и использования большого количества датчиков физических величин.

Существуют методы регулирования УШГН, основанные на стабилизации динамического уровня жидкости в затрубном пространстве по ваттметрограмме, не предусматривающие прямое вычисление его значения. Известен метод, осуществляющий стабилизацию уровня на глубине, заданной технологом [47]. Для этого заранее устанавливается заданный уровень жидкости, в систему вводятся данные о допустимом диапазоне частот качаний балансира N_{\min} , N_{\max} для выбранного привода, а также передаточные числа редуктора и клиноременной передачи для расчета регулирующего коэффициента. Затем запускаются циклы сканирования, состоящие из 6 качаний на минимальной и максимальной скоростях откачивания, во время которых происходит вычисление максимальных энергий, потребленных приводом за циклы откачивания (W (кВт·с) при N_{\max} , w (кВт·с) при N_{\min}). С их помощью выводится коэффициент зависимости энергии от скорости

$$k = \frac{W - w}{N_{\max} (1 - \alpha) - N_{\min}}, \quad (1.1)$$

а также расчетная энергия для текущей скорости при полном насосе, используемая впоследствии в системе управления в качестве задатчика:

$$E_{\text{расч}} = w + k(N_{\text{тек}} - N_{\min}). \quad (1.2)$$

Далее реализуется звено управления с пропорциональным регулятором. В каждый момент времени происходит вычисление задатчика в зависимости от скорости откачивания. Затем вычисляется сигнал ошибки на основании значения текущей измеренной энергии $N_{\text{тек}}$ (энергия вычисляется как сумма моментов за цикл откачивания) и вычисленного задатчика, который пересчитывается в сигнал управляющего воздействия.

Более сложный и точный метод регулирования заключается в специальной процедуре сканирования для вычисления зависимости значения энергии от скорости [48]. Для этого осуществляются замеры потребляемой за цикл качания энергии при различных скоростях откачивания, полученные зависимости аппроксимируются квадратичной функцией и экстраполируются до нулевого значения скорости откачивания. Данные зависимости являются суммой полезной работы ШГН и работы сил трения, не зависящих от скорости откачивания. Метод предусматривает оптимизацию работы УШГН путем максимизации этого значения в зависимости от скорости откачивания.

Известны методы регулирования, предполагающие нахождение оптимального динамического уровня, а затем его стабилизацию. В частности, метод, описанный в [38], включает измерение динамограммы с помощью датчика усилия, расположенного на полированном штоке, и прямого измерения динамического уровня жидкости. Начальную скорость откачивания подбирают таким образом, чтобы при заданном дебите скважины динамограмма указывала на незначительное (около 5–7 %) незаполнение цилиндра. При этом прием глубинного насоса располагают непосредственно у динамического уровня, соответствующего заданному дебиту скважины. Колебания динамического уровня, регистрируемые датчиком, через блок управления передаются сервоприводу вариатора, изменяющего число качаний балансира станка-качалки. Стабильность процесса контролируют по показаниям датчика усилия и датчика уровня, которые одновременно должны соответствовать заранее заданному дебиту скважины. При повышении уровня вследствие снижения производительности насоса признак незаполнения на динамограмме исчезает, что служит сигналом для увеличения скорости откачки. При снижении динамического уровня из-за падения пластового давления или образования песчаной пробки на забое объем незаполнения цилиндра увеличивается и скорость откачивания автоматически снижается.

Для поддержания заданных параметров работы возможна периодическая остановка УШГН. Метод, описанный в [49], также основан на непрерывном измерении динамограммы с помощью датчиков положения полированного штока

и датчиков усилия на полированном штоке. По динамограмме производится оперативный контроль степени незаполнения цилиндра насоса. Задаются уставки допустимого незаполнения и оптимального динамического уровня, соответствующих оптимальному дебиту скважины. Автоматическое поддержание заданных параметров осуществляется за счет периодического отключения установки. Для этого реализуется алгоритм вывода скважины на заданный динамический уровень с контролем степени незаполнения насоса и автоматически корректируется уставка на динамический уровень, если степень незаполнения насоса отличается от заданной, соответствующей оптимальному дебиту.

1.3.3 Методы, основанные на регулировании объема откачиваемой жидкости

Третья группа методов автоматического регулирования подачи установки штангового глубинного насоса предусматривает поддержание постоянного объема жидкости (дебита), проходящей по выкидной линии скважины. При измерении количества добываемой жидкости расходомером снижение измеренной величины ниже заданного уровня свидетельствует об уменьшении скорости притока, что приводит к увеличению системой управления скорости откачивания, при этом причины, вызвавшие снижение притока, не рассматриваются и не исследуются. Метод регулирования подачи УШГН, использующий в качестве сигнала обратной связи сигнал расходомера, является наиболее простым. Существует множество методов, основанных на данном принципе, различающихся только способами определения дебита жидкости.

Расчет дебита жидкости может быть произведен косвенно по динамограмме с использованием специальных формул [50]. Известен энергетический подход к определению дебита жидкости по динамограмме [51]. Для этого по площади динамограммы оценивается работа E , затрачиваемая на подъем скважинной жидкости. Дебит жидкости рассчитывается по формуле

$$Q = \frac{50E\eta S}{10000H}, \quad (1.3)$$

где H – высота подъема жидкости, м (глубина погружения насоса); S – ход полированного штока, м; η – коэффициент подачи установки, $\eta \in [0,1]$. Величина η должна быть получена экспериментальным путем.

Способ расчета дебита, описанный в [39], использует измерение усилия в сальниковом штоке и уровня жидкости в колонне. Уровень жидкости регулируют изменением частоты качания балансира станка-качалки. Дополнительно измеряют давление на выкидной линии скважины и устье насосно-компрессорной трубы, а подачу насоса определяют по выражению

$$Q = \alpha F \sqrt{\frac{2}{\rho}(p_1 - p_2)}, \quad (1.4)$$

$$\rho = (W_B \rho_B + (1 - W_B) \rho_H)(1 - \alpha) - \alpha \rho_q, \quad (1.5)$$

где Q – подача насоса (дебит пластовой жидкости), м³/ч; F – площадь поперечного сечения обратного клапана, м²; α – коэффициент расхода, который учитывает неравномерное распределение скоростей пластовой жидкости (ПЖ) по сечению потока; p_1 – давление на устье НКТ перед обратным клапаном, Па; p_2 – давление на выкидной линии скважины, Па; ρ – плотность добываемой жидкости, кг/м³; ρ_B , ρ_H , ρ_q – плотность воды, нефти и газа соответственно, кг/м³; W_B – содержание воды в пластовой жидкости, доли.

Способ определения дебита по ваттметрограмме заключается в выделении из графика потребляемой электродвигателем мощности при ходе штанг вниз (рисунок 1.11,а) кривой, соответствующей второй гармонике по отношению к частоте качания штангового насоса [52]. После этого определяется график, соответствующий разности между этими кривыми (рисунок 1.11,б), на нем фиксируется момент начала нарастания мощности. По величине мощности, соответствующей этому моменту, определяется коэффициент заполнения насоса. На рисунке 1.11,б координата разгрузки обозначена точкой a . При ходе штанг вниз плунжер с подвижным клапаном перемещается сначала в незаполненной части объема насоса. Когда подвижный клапан при ходе штанг вниз соприкасается с нефтью в насосе, подвижный клапан открывается и происходит разгрузка штанг на

величину столба поднимаемой в скважине нефти. Эта разгрузка приводит к естественной разбалансировке станка-качалки и, как следствие, к увеличению потребляемой электродвигателем мощности. Увеличение мощности происходит до ее максимального пика по линии $a-b$, соответствующей переднему фронту максимального пика мощности. Нарастание переднего фронта максимального пика мощности начинается в точке a . Полная длина хода плунжера пропорциональна длине ее абсцисс, т.е. длине ∂l .

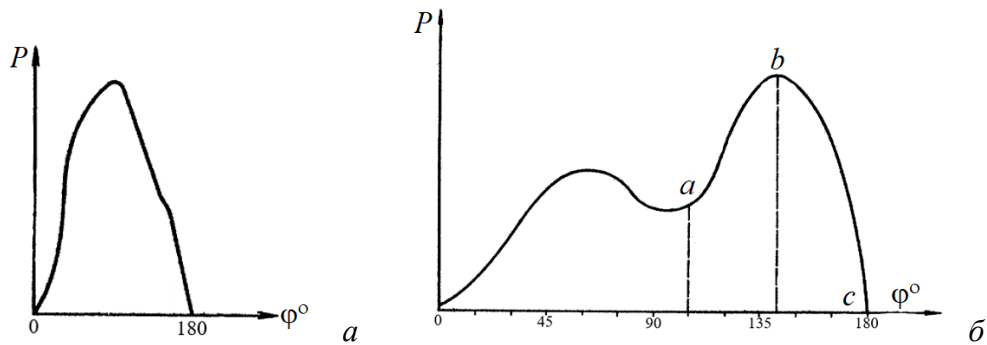


Рисунок 1.11 – Кривая потребляемой электроприводом ШГН мощности при ходе штанг вниз (а), разностная кривая мощности (б)

Часть пути плунжер на отрезке ∂l перемещается в незаполненном по высоте объеме насоса $\partial' l$, следовательно, коэффициент заполнения насоса K определяется как

$$K = \frac{\partial' l}{\partial l}. \quad (1.6)$$

Коэффициент заполнения насоса практически всегда меньше единицы. Исходя из соотношения (1.6), можно определить дебит жидкости ($\text{м}^3 / \text{с}$)

$$Q = K \frac{\pi d^2}{4} S n, \quad (1.7)$$

где d – диаметр насоса; S – длина хода насоса; n – число качаний балансира в минуту.

Представленные в разделе методы имеют свои достоинства и недостатки и могут применяться в различных системах управления в зависимости от конструкции и измеряемых технологических параметров. Достоинством методов регулирования подачи УШГН, относящихся к первой группе, является их простота,

но спуск датчиков давления в скважину процесс дорогой и трудоемкий, поскольку требует прокладки питающего кабеля, который подвержен коррозии. Определение же изменения давления на приеме насоса косвенными способами связано с реализацией сложных вычислений для получения достоверных результатов.

Вторая группа методов применяется наиболее часто. Проблемой является необходимость прямого измерения динамического уровня жидкости, так как существующие способы дороги или обладают невысокой точностью. Косвенное измерение динамического уровня по динамограмме и ваттметрограмме требует реализации сложных математических моделей, для адекватной работы которых необходимо точное измерение и ввод большого числа переменных во времени параметров.

Третья группа методов регулирования подачи УШГН наиболее целесообразна, поскольку не требует использования внутрискважинных датчиков. Однако, как и в случае со второй группой, большим недостатком является цена современных расходомеров, обладающих необходимой для управления УШГН точностью и надежностью. Применение методов определения количества откачиваемой жидкости по динамограмме осложняется тем, что динамограмма позволяет рассчитать лишь теоретическую производительность УШГН, а не фактический дебит жидкости на устье скважины [53]. Таким образом, для регулирования подачи УШГН наиболее оптимальными являются методы, основанные на стабилизации динамического уровня с обратной связью по потребляемой электроприводом мощности, так как при этом сокращается количество используемых в системе управления УШГН датчиков физических величин. Однако известные методы обладают низкой точностью и надежностью. В частности, для реализации метода, изложенного в [47], требуется заранее рассчитать необходимое положение динамического уровня для оптимального режима работы УШГН, что связано с определенными техническими и экономическими трудностями. Кроме того, зависимость потребляемой установкой за единицу времени мощности от частоты откачивания является нелинейной, хотя имеет низкий коэффициент нелинейности. Следовательно, вычисленный в

процессе реализации метода коэффициент пропорциональности, позволяющий производить нормирование значения уставки потребляемой энергии в зависимости от частоты откачивания, вносит определенную погрешность в закон управления.

Метод, представленный в [48], имеет схожие недостатки. В патенте нет подробного описания процесса сканирования, поэтому точно не известно, при каких положениях динамического уровня производятся замеры, учитывается ли изменение уровня, а следовательно, и забойного давления при измерениях. Существенную погрешность в получаемую зависимость также вносит ее экстраполирование до нулевой скорости, поскольку при снижении скорости оборотов двигателя ниже определенного уровня происходит резкое снижение его КПД.

Таким образом, для проектирования систем управления УШГН, обладающих высокой эффективностью и низкой стоимостью, необходима разработка метода регулирования подачи УШГН, основанного на поддержании оптимального динамического уровня без необходимости его измерения.

1.4 Основные выводы по разделу 1

1. Система управления установкой штангового глубинного насоса реализует две основные задачи: регулирование подачи и диагностику оборудования. Для разработки методов управления и диагностики необходима имитационная модель объекта управления, учитывающая параметры скважины и пласта.

2. Объект управления представляет собой сложную динамическую систему «продуктивный пласт – скважина – установка штангового глубинного насоса», при исследовании которой требуется учитывать электромеханические, динамические, кинематические и гидравлические процессы в ее элементах, а также влияние на них внешних воздействий.

3. Метод ваттметрирования относится к наиболее простым и надежным способам выявления неисправностей установки штангового глубинного насоса.

Анализ ваттметрограммы позволяет определять как характер, так и место неисправности.

4. Наиболее изученным методом диагностики неисправностей является метод динамометрирования. Динамограмма связана с сигналом потребляемой электроприводом мощности сложными нелинейными зависимостями. Для разработки метода диагностики неисправностей УШГН необходимо исследовать взаимосвязь между изменениями форм сигнала потребляемой электроприводом мощности, характерными для определенных неисправностей, и соответствующими изменениями форм динамограмм.

5. Проведенный обзор существующих методов регулирования подачи УШГН, основанных на поддержании оптимального давления, динамического уровня и дебита, показал, что широкое применение нашли методы регулирования посредством стабилизации оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины. Проблемой известных методов является необходимость прямого измерения динамического уровня жидкости, так как существующие способы дороги или обладают невысокой точностью. Косвенное измерение динамического уровня по динамограмме и ваттметрограмме требует реализации сложных математических моделей, для адекватной работы которых необходимо точное измерение и ввод большого числа переменных во времени параметров.

6. Для создания систем управления УШГН, обладающих высокой эффективностью и низкой стоимостью, необходима разработка метода регулирования подачи УШГН, основанного на поддержании оптимального динамического уровня без его измерения, а также метода диагностики неисправностей штангового глубинного насоса на основе анализа потребляемой электроприводом мощности.

2 ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ОБЪЕКТА УПРАВЛЕНИЯ

В разделе приводятся результаты разработки математического описания объекта управления с целью создания и последующего тестирования методов регулирования подачи УШГН и диагностики ШГН. В разделе 1 настоящей работы обоснован выбор регулируемого технологического параметра (динамический уровень). В качестве сигнала обратной связи принят сигнал активной мощности, потребляемой электроприводом. Управляющим воздействием для УШГН является изменение частоты управляющего сигнала.

Объект управления представляет собой сложную систему «продуктивный пласт – скважина – ШГН – СК – электродвигатель», параметры и состояние узлов которой связаны между собой. Для упрощения математического описания объекта управления каждый узел системы рассматривается как отдельная подсистема. Связи с другими узлами УШГН являются для такой подсистемы входными сигналами (управляющими и возмущающими воздействиями). Реакция подсистемы на входные воздействия в свою очередь является входным сигналом для других узлов системы. Структурно-функциональная схема объекта управления представлена на рисунке 2.1.

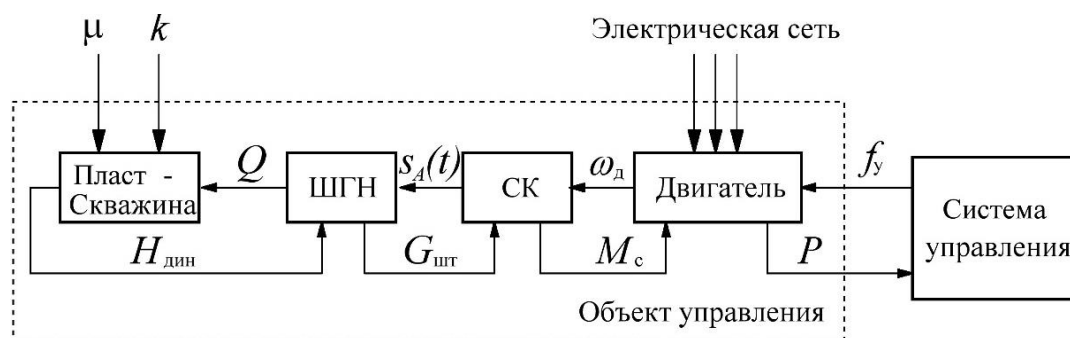


Рисунок 2.1 – Структурно-функциональная схема объекта управления: Q – подача ШГН; $s_A(t)$ – закон движения полированного штока; ω_d – угловая частота вращения вала двигателя; f_y – частота управляющего сигнала, задаваемая системой управления; M_c – момент сопротивления на валу электродвигателя; $G_{штг}$ – усилие на полированном штоке; $H_{дин}$ – динамический уровень жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины; P – величина средней за период качания балансира потребляемой электроприводом мощности; μ – динамическая вязкость жидкости; k – коэффициент проницаемости пласта

2.1 Имитационная модель подсистемы «продуктивный пласт – скважина»

Управляющим воздействием для данной подсистемы является изменение количества откачиваемой жидкости (расход жидкости ШГН), а реакцией на воздействие – изменение уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины. Возмущающими воздействиями являются изменения динамической вязкости жидкости и коэффициента проницаемости пласта. Математическое описание этой подсистемы неоднократно приводилось в публикациях, посвященных разработке систем управления УШГН, но в разработанных моделях учитывалось лишь влияние параметров, характеризующих производительность ШГН (количество двойных ходов в минуту, длина хода полированного штока, диаметр плунжера и коэффициент заполнения насоса), на положение динамического уровня. Однако изменение динамического уровня оказывает существенное влияние на величину забойного давления, что в свою очередь влияет на скорость притока пластовой жидкости, а значит, и на дебит скважины (рисунок 2.2). При разработке математического описания подсистемы был выведен закон изменения динамического уровня жидкости с учетом изменения скорости притока скважинной жидкости.

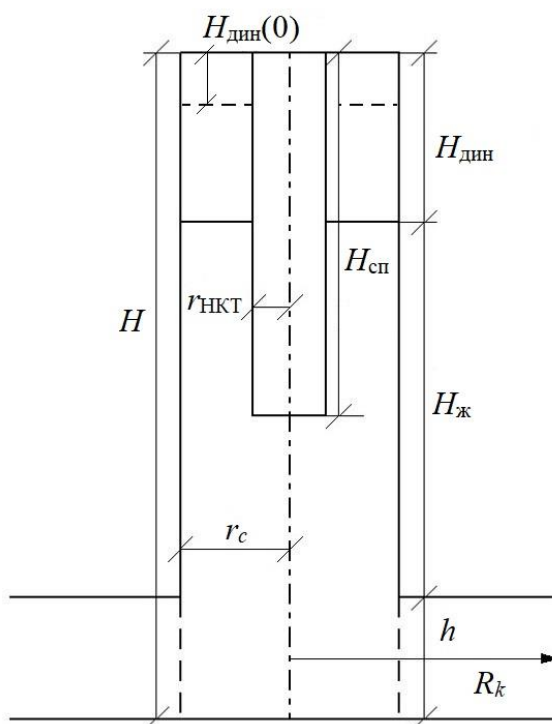


Рисунок 2.2 – Подсистема «продуктивный пласт – скважина»

Динамика пластовой системы описывается нелинейными многомерными дифференциальными уравнениями. Моделирование систем, описываемых этими уравнениями, наталкивается на проблему нехватки данных, характеризующих параметры и состояние пластовой системы, необходимых для задания параметров моделирования [54]. Вследствие того что течение жидкости к скважинам чрезвычайно сложно, оно не всегда поддается расчету, поэтому необходимо ввести ряд допущений для аналитического расчета изменения дебита скважины в зависимости от изменения перепада давления [55].

Процессы фильтрации жидкости в призабойной зоне в общем случае описываются уравнением пьезопроводности [56]

$$\nabla^2 p = \frac{k}{\mu c_t} \frac{\partial p}{\partial t'}, \quad (2.1)$$

где $\nabla^2 p$ – распределение давления в пласте; μ – динамическая вязкость жидкости, Па·с; k – коэффициент проницаемости пласта, мД; c_t – общая сжимаемость пласта, Па⁻¹.

Уравнение справедливо при следующих условиях:

- процессы фильтрации изотермические;
- среда изотропная и однородная по проницаемости;
- при фильтрации отсутствует физико-химическое взаимодействие между пористой средой и флюидом;
- жидкость является несжимаемой, пористость и плотность не изменяются во времени и не зависят от давления;
- в пласте происходит движение однородной ньютоновской жидкости по линейному закону фильтрации Дарси

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r'}, \quad (2.2)$$

где $\partial p / \partial r$ – градиент давления вдоль линии тока (радиуса), Па/м; v – скорость фильтрации [57].

Вблизи каждой скважины в однородном пласте течение жидкости становится близким к радиальному, следовательно, можно использовать для расчетов

радиальную схему фильтрации. Поскольку течение по линиям тока будет одинаковым, можно оценить приток скважинной жидкости как произведение скорости фильтрации на площадь сечения пласта. Приток жидкости из продуктивного пласта к забою осуществляется через боковую поверхность скважины, поэтому площадь сечения пласта рассчитывается как площадь боковой поверхности цилиндра [55].

Принимая во внимание все допущения, для расчета скорости притока скважинной жидкости используем уравнение Дюпюи

$$q(t) = \frac{2\pi kh (p_0 - p_{\text{заб}}(t))}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (2.3)$$

где h – толщина продуктивного пласта, м, через который происходит фильтрация; p_0 – пластовое давление (давление на приеме контура питания скважины), Па; $p_{\text{заб}}$ – забойное давление (давление на границе зоны фильтрации), Па; R_k – радиус контура питания, м; r_c – радиус скважины, м [58]. Формула справедлива для одиночной скважины, расположенной в центре зоны дренирования, которая эксплуатируется в установившемся режиме.

На основании формулы (2.3) можно сделать вывод, что скорость фильтрации неразрывно связана с величиной пластовой депрессии:

$$\Delta p(t) = p_0 - p_{\text{заб}}(t). \quad (2.4)$$

Забойное давление рассчитывается по формуле

$$p_{\text{заб}} = p_3 + \Delta p_{\text{гз}} + p_{\text{ж.дин}} = p_3 + \Delta p_{\text{гз}} + (H - H_{\text{дин}}(t))\rho g, \quad (2.5)$$

где p_3 – известное давление газа на устье затрубного пространства; $\Delta p_{\text{гз}}$ – давление столба газа между устьем затрубного пространства и уровнем жидкости (зачастую этим параметром пренебрегают); $H_{\text{дин}}$ – динамический уровень жидкости; ρ – плотность газожидкостной смеси в затрубном пространстве скважины [59].

Уравнение расхода жидкости в подсистеме можно записать как

$$Q_3(t) = q(t) - Q(t), \quad (2.6)$$

где Q_3 – расход жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины; Q – расход жидкости ШГН.

Расход жидкости ШГН рассчитывается по формуле

$$Q = L_{\text{пл}} S_{\text{пл}} n(t) \beta = v_{\text{пл}}(t) S_{\text{пл}} \beta, \quad (2.7)$$

где $L_{\text{пл}}$ – длина хода плунжера, м; $S_{\text{пл}}$ – площадь сечения плунжера, м²; n – число двойных ходов в минуту; $v_{\text{пл}}$ – скорость плунжера, м/с; β – коэффициент наполнения насоса ($\beta \in [0,1]$) [53].

Расход жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины можно выразить через изменение положения динамического уровня:

$$Q_3(t) = \frac{\partial H_{\text{дин}}}{\partial t} S_3 = \frac{\partial H_{\text{дин}}}{\partial t} \pi (r_c - r_{\text{НКТ}})^2, \quad (2.8)$$

где $H_{\text{дин}}$ – положение динамического уровня, м; $r_{\text{НКТ}}$ – внешний радиус НКТ, м; S_3 – площадь сечения пространства между внутренней поверхностью скважины и внешней поверхностью колонны НКТ, м².

С учетом соотношений (2.3), (2.6)–(2.8) можно записать

$$\frac{\partial H_{\text{дин}}}{\partial t} \pi (r_c - r_{\text{НКТ}})^2 = \frac{2\pi kh(p_0 - p_{\text{заб}}(t))}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} - v_{\text{пл}}(t) S_{\text{пл}} \beta. \quad (2.9)$$

Проинтегрировав выражение (2.9), выведем закон изменения динамического уровня [60]:

$$H_{\text{дин}}(t) = \frac{1}{\pi (r_c - r_{\text{НКТ}})^2} \left(\int_0^t \left(\frac{2\pi kh(p_0 - p_{\text{заб}}(t))}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} - v_{\text{пл}} S_{\text{пл}} \beta \right) dt + H_{\text{дин}}(0) \right), \quad (2.10)$$

где $H_{\text{дин}}(0)$ – начальное значение динамического уровня, м.

Имитационная модель подсистемы «продуктивный пласт – скважина» приведена на рисунке 2.3.

На рисунке 2.4 показаны графики изменения динамического уровня, полученные с помощью приведенных зависимостей. Моделирование выполнялось при неизменных параметрах скважины, но при различных скоростях откачивания жидкости.

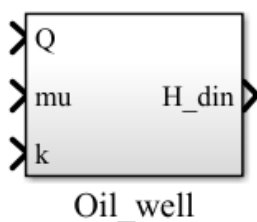


Рисунок 2.3 – Имитационная модель «пласт – скважина»: Q – подача ШГН; H_{din} – динамический уровень жидкости; μ – динамическая вязкость жидкости; k – коэффициент проницаемости пласта

Зависимости на рисунке 2.4 подтверждают выводы, представленные в [61], что подсистема «продуктивный пласт – скважина» является самоорганизующейся, поскольку при несоответствии скорости притока скорости откачивания происходит изменение динамического уровня, приводящее к изменению забойного давления и скорости притока. Спустя продолжительное время происходит естественное выравнивание этих скоростей. Однако новое установившееся значение динамического уровня может отличаться от оптимального, что чревато негативными последствиями. При снижении динамического уровня уменьшается значение перепада давления ΔP , что вызывает снижение притока жидкости и искусственное занижение дебита скважины.

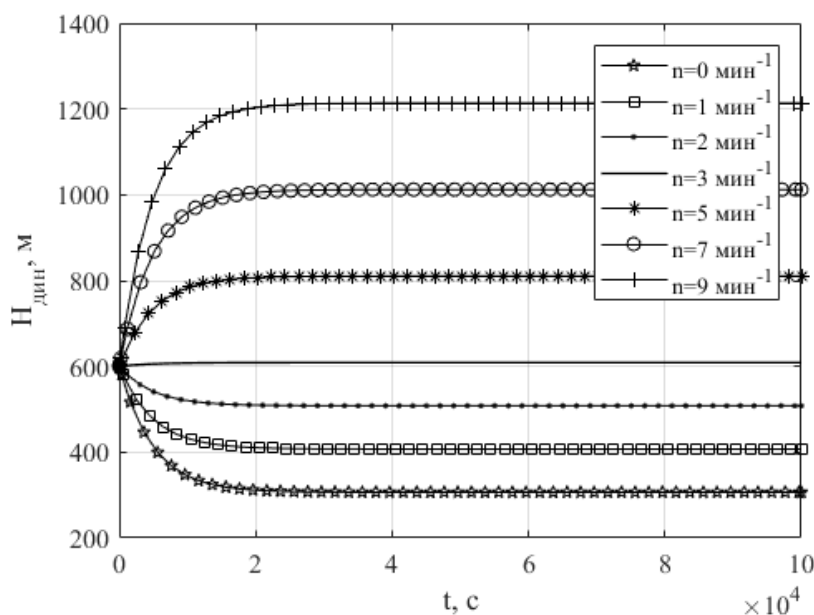


Рисунок 2.4 – Изменение динамического уровня в скважине при различных частотах откачивания

Увеличение динамического уровня приводит к соответствующему снижению давления на приеме глубинного насоса, что увеличивает нагрузку на полированный шток и снижает объемный КПД насоса. Также при значительном превышении скорости откачивания, скорости притока может произойти снижение уровня жидкости до приема насоса, что вызовет срыв подачи [62, 63]. Приведенные результаты могут отличаться от реальных промысловых данных вследствие принятых допущений и упрощений, однако представленная модель подсистемы позволяет выявлять изменения скорости притока скважинной жидкости и динамического уровня в зависимости от изменения расхода жидкости и обеспечивает логику работы всей системы.

2.2 Имитационная модель штангового глубинного насоса

Управляющим воздействием для подсистемы является изменение закона перемещения полированного штока (точки подвеса штанг). Возмущающим воздействием является изменение динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины, а реакцией подсистемы на управляющее воздействие – изменение длины хода и скорости плунжера, которое вызывает изменение расхода жидкости (2.8), а также усилия в ТПШ. Известные математические модели, описывающие данную подсистему, представлены в [64–68], однако они обладают либо недостаточной, либо чрезмерной точностью, в связи с этим проведен дополнительный обзор информационных источников и обоснован выбор имитационной модели ШГН.

На рисунке 2.5 [69] представлена структурная схема ШГН, которая используется при построении и описании имитационной модели. Нагрузка в ТПШ является алгебраической суммой всех сил, приложенных к плунжеру насоса, штанговой колонне и колонне насосно-компрессорных труб (рисунок 2.6).

При построении модели приняты следующие условия/допущения [29, 70]:

- глубинный насос совершенно исправен и герметичен;
- цилиндр насоса целиком заполняется дегазированной и несжимаемой жидкостью;

- НКТ закорены и их растяжение/сжатие равно нулю;
- движение полированного штока происходит по синусоидальному закону.

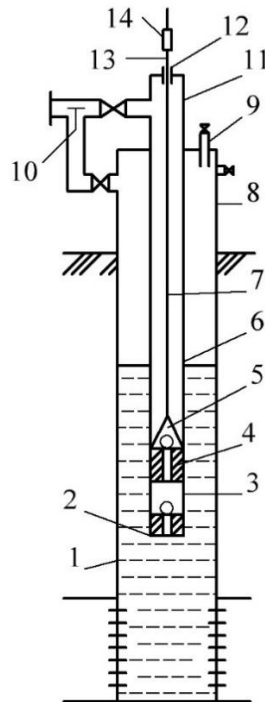


Рисунок 2.5 – Структурная схема штанговой глубинной насосной установки;

- 1 – эксплуатационная колонна; 2 – всасывающий клапан; 3 – цилиндр насоса; 4 – плунжер;
 5 – нагнетательный клапан; 6 – насосно-компрессорные трубы; 7 – насосные штанги;
 8 – крестовина; 9 – устьевой патрубок; 10 – обратный клапан для перепуска газа;
 11 – тройник; 12 – устьевой сальник; 13 – устьевой шток; 14 – канатная подвеска

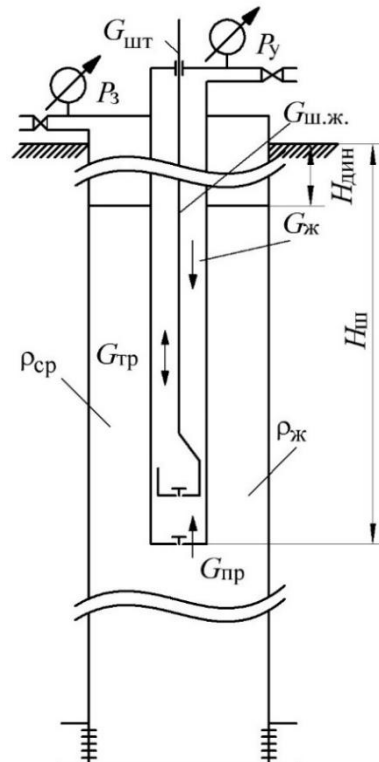


Рисунок 2.6 – Нагрузки, прикладываемые к колонне штанг глубинного насоса

На плунжер действует нагрузка от веса столба жидкости $G_{\text{ж}}$, силы трения $G_{\text{тр.п.}}$, а также силы инерции, которыми ввиду их малости можно пренебречь:

$$G_1(t) = G_{\text{ж}} + G_{\text{тр.п.}}(t). \quad (2.11)$$

Нагрузка от веса столба жидкости зависит от разности давлений газожидкостной смеси в НКТ и затрубном пространстве скважины:

$$G_{\text{ж}} = (p_{\text{г}} + p_{\text{у}} - p_{\text{пр}})S_{\text{пл}}, \quad (2.12)$$

где $p_{\text{г}}$ – давление столба смеси в НКТ; $p_{\text{у}}$ – давление на устье скважины; $p_{\text{пр}}$ – давление на приеме насоса; $S_{\text{пл}}$ – площадь поперечного сечения плунжера; $H_{\text{ш}}$ – длина штанг.

Давление смеси в НКТ рассчитывается по формуле

$$p_{\text{г}} = H_{\text{ш}}\rho_{\text{ж}}g \cos \varphi, \quad (2.13)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости в колонне НКТ; g – ускорение свободного падения; $\cos \varphi$ – угол наклона скважины [55].

Поскольку соединение штанг с плунжером осуществляется с помощью клапанной клетки, давление газожидкостной смеси действует на всю поверхность плунжера без вычета площади сечения штанг. Давление $p_{\text{пр}}$ обычно определяется датчиками давления, расположенными на приеме насоса, либо вычисляется по формуле

$$p_{\text{пр}} = p_{\text{з}} + \Delta p_{\text{гз}} + p_{\text{ж.дин.}} = p_{\text{з}} + \Delta p_{\text{гз}} + (H_{\text{ш}} - H_{\text{дин}})\rho g, \quad (2.14)$$

где $p_{\text{з}}$ – известное давление газа на устье затрубного пространства; $\Delta p_{\text{гз}}$ – давление столба газа между устьем затрубного пространства и уровнем жидкости (зачастую этим параметром пренебрегают); $H_{\text{дин}}$ – динамический уровень жидкости; $H_{\text{ш}}$ – длина колонны штанг; ρ – плотность газожидкостной смеси в затрубном пространстве скважины [59].

Нагрузка от веса столба жидкости действует на плунжер только в течение части периода качания. В крайнем нижнем положении нагнетательный клапан закрыт, давление жидкости в цилиндре насоса практически равно давлению в колонне труб над плунжером. При движении штока вверх плунжер остается неподвижным до тех пор, пока нагрузка со стороны штанг не превысит нагрузку

$G_{ж} + G_{тр.п.}$, поскольку под плунжером находится несжимаемая жидкость. Когда усилия со стороны штанг превысят $G_{ж} + G_{тр.п.}$, начинается перемещение плунжера вверх, приемный клапан открывается и цилиндр насоса заполняется жидкостью. При движении полированного штока вниз приемный клапан закрывается, плунжер остается неподвижным, так как под ним находится несжимаемая жидкость. Нагнетательный клапан не может открыться, потому что давление в цилиндре насоса равно нулю, а над плунжером оно равно давлению всего столба жидкости в насосных трубах. Давление в цилиндре насоса увеличивается пропорционально сокращению штанг. Нагнетательный клапан открывается при снижении нагрузки со стороны штанг до $G_{тр.п.}$, при этом нагрузка от веса столба жидкости воспринимается трубами. При открытом нагнетательном клапане нагрузка на плунжер равна $G_{тр.п.}$ [29]. Таким образом, уравнение (2.11) можно переписать:

$$G_1(t) = \begin{cases} \frac{\Delta l(t)ES_{шл}}{H_{ш}}, v_{ш} > 0, G_1 < G_{ж} + G_{тр.п.}; \\ G_{ж} + G_{тр.п.}, v_{ш} > 0; \\ \frac{\Delta l(t)ES_{шл}}{H_{ш}}, v_{ш} < 0, G_1 > G_{тр.п.}; \\ G_{тр.п.}, v_{ш} < 0, \end{cases} \quad (2.15)$$

где Δl – растяжение штанг под действием нагрузки.

Сила сухого трения плунжера о цилиндр насоса напрямую зависит от класса посадки. По некоторым оценкам суммарная сила трения в плунжерной паре и сальнике штока находится в пределах 200 – 500 Н, причем меньшая величина соответствует большему зазору.

Все насосы по зазору между плунжером и цилиндром делятся на три группы посадки [71]:

- I группа – 20–70 мкм;
- II группа – 70–120 мкм;
- III группа – 120–170 мкм.

Насосы III группы посадки, как правило, применяются для неглубоких скважин при откачке вязкой нефти и эмульсий и при больших отборах жидкости.

Насосы II группы посадки применяются при средних глубинах и откачке масляной нефти. Насосы I группы применяются для глубоких скважин при откачке масляной нефти и при полном отсутствии песка в откачиваемой жидкости [72]. Сила трения рассчитывается по формуле В.И. Сердюкова [73]:

$$G_{\text{тр.пл}} = 1,84 \frac{d_{\text{пл}}}{\delta} - 137 \text{ для обводненных скважин;} \quad (2.16)$$

$$G_{\text{тр.пл}} = 1,65 \frac{d_{\text{пл}}}{\delta} - 127 \text{ для безводных скважин,}$$

где $d_{\text{пл}} = \sqrt{\frac{4S_{\text{пл}}}{\pi}}$ – диаметр плунжера; δ – зазор между плунжером и цилиндром. Для реализации имитационной модели ШГН используется модификация формулы (2.16) [68]

$$G_{\text{тр.пл}} = -\frac{1}{2L_{\text{шт}}n} \left(1,84 \frac{d_{\text{пл}}}{\delta} - 137 \right) v_{\text{пл}}(t), \quad (2.17)$$

где $L_{\text{шт}}$ – длина хода полированного штока; $v_{\text{пл}}(t)$ – скорость плунжера.

Усилия в точке подвеса штанг складываются из усилий G_1 , приложенных к плунжеру, и внешних сил, приложенных к штангам: сил сухого $G_{\text{тр.с}}$ и вязкого $G_{\text{тр.в}}$ трения, сил инерции $G_{\text{ин}}$ и веса штанг в жидкости $G_{\text{ш.ж}}$:

$$G_{\text{ш}} = G_{\text{пл}} + G_{\text{тр.с}} + G_{\text{тр.в}} + G_{\text{ин}} + G_{\text{ш.ж}}. \quad (2.18)$$

Вес штанг жидкости рассчитывается как

$$G_{\text{ш.ж}} = (\rho_{\text{ст}} g H_{\text{ш}} S_{\text{ш}} - \rho_{\text{ж}} g H_{\text{ш}} S_{\text{ш}}) \cos \varphi, \quad (2.19)$$

где $S_{\text{ш}}$ – площадь сечения штанг; $\rho_{\text{ст}}$ – плотность материала штанг [71].

Сила сухого трения штанг о колонну НКТ возникает только в наклонно направленных скважинах или скважинах с искривленным профилем и достигает значительных величин при больших углах отклонения оси от вертикали. Силы трения неравномерно распределяются по длине штанговой колонны. Несмотря на то что трение штанг о трубы происходит в жидкостной среде, А.С. Вирновский предлагает считать трение сухим вследствие большой шероховатости трущихся поверхностей [74]. Полагая, что трение происходит по закону Кулона – Морена,

автор выводит следующую формулу для расчета в интервале искривления, принимая ось скважины за дугу определенного радиуса:

$$G_{\text{тр.с.}} = \frac{1}{2} \mu_{\text{тр}} \beta_l \rho_{\text{ст}} S_{\text{ш}} H_{\text{ш}}, \quad (2.20)$$

где $\mu_{\text{тр}}$ – коэффициент трения штанг о трубы; β_l – угол искривления («кривизна скважины»).

Полученные таким образом значения сил трения являются преувеличенными и не учитывают влияние веса столба жидкости. В [55] для вычисления сил сухого трения в интервале искривления скважины используется формула

$$G_{\text{тр.с.}} = \mu_{\text{тр}} \varphi(G_{\text{ж}} + G_{\text{ш.ж.}}). \quad (2.21)$$

Когда точно известно расположение участков искривления и углов отклонения от зенита, в модели может применяться более точная формула А.М. Пирвердяна

$$N = \frac{l}{l_0} G \sqrt{\delta_1^2 + \delta_2^2 + 2\delta_1\delta_2 \cos(\Delta\alpha)} \times \left[1 + \frac{ql(\delta_1^2 + \delta_2^2)}{2P(\delta_1^2 + \delta_2^2 + 2\delta_1\delta_2 \cos(\Delta\alpha))} \right], \quad (2.22)$$

где N – нормальная сила, действующая в точке соприкосновения штанги с трубой; q – вес погонного метра штанги; G – усилие в рассматриваемом сечении штанги (равно сумме усилий, приложенных к плунжеру, и веса штанговой колонны, расположенной ниже рассматриваемого сечения); l_0 – длина штанговой колонны; l – длина интервала, измеренная вдоль оси искривленного ствола; $\Delta\alpha$ – разность азимутов начала и конца интервала; δ_1, δ_2 – отклонения ствола по зениту (рисунок 2.7).

Исходя из суммы прижимающих сил, автор находит силу трения штанг о трубы [75]:

$$\sum G_{\text{тр.с.}} = \mu_{\text{тр}} \sum N. \quad (2.23)$$

Силу трения штанг о жидкость можно определить, полагая, что она равна потерям на трение в трубе диаметром, равным диаметру штанг, по которой движется жидкость со скоростью, равной скорости штанг относительно жидкости:

$$G_{\text{тр.в.}} = h_{\text{тр}} \rho_{\text{ж}} g S_{\text{ш}}. \quad (2.24)$$

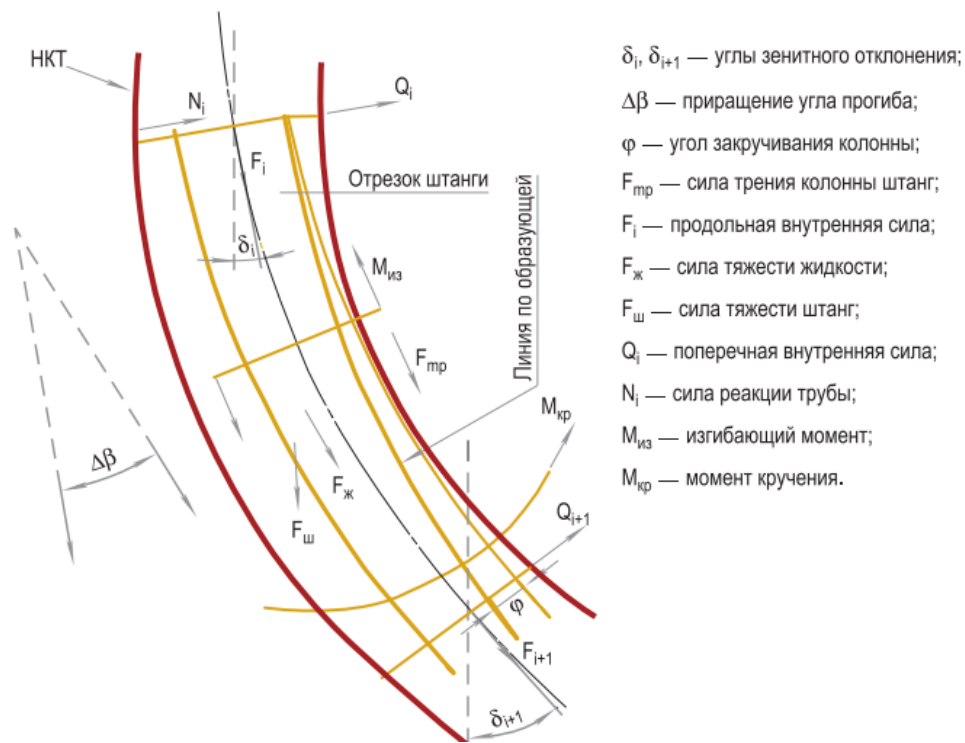


Рисунок 2.7 – Схема нагружения штанговой колонны в интервале искривления

Силы вязкого трения штанг о жидкость при ходе вниз и вверх различны, поскольку при ходе вниз столб жидкости в трубах можно считать неподвижным (всасывающий клапан закрыт) и штанги опускаются относительно жидкости. Скорость течения жидкости рассчитывается как

$$v_{\text{ш.ж.}}(t) = v_{\text{ш}}(t). \quad (2.25)$$

При ходе вверх плунжер поднимает жидкость, которая перетекает в трубы, имеющие большую площадь кольцевого сечения, а значит, восходящая скорость движения жидкости в трубах имеет меньшую скорость, чем в цилиндре насоса, следовательно, скорость штанг относительно жидкости равна разности скоростей штанг и жидкости в трубах [55]:

$$v_{\text{ш.ж.}} = v_{\text{ш}} \left(1 - \frac{S_{\text{пл}} - S_{\text{ш}}}{S_{\text{тр}} - S_{\text{ш}}} \right). \quad (2.26)$$

Величину потерь на трение штанг о жидкость $h_{\text{тр}}$ можно определить по закону Дарси – Вейсбаха [76]:

$$\begin{aligned}
 h_{\text{тр}} &= \frac{\mu_{\text{в}} H_{\text{ш}} v_{\text{ш.ж.}}^2}{2d_{\text{ш}} g}; \\
 \mu_{\text{в}} &= 64/\text{Re}; \\
 \text{Re} &= v_{\text{ш.ж.}} d_{\text{ш}} / \mu,
 \end{aligned}
 \tag{2.27}$$

где $\mu_{\text{в}}$ – коэффициент трения штанг о жидкость; Re – число Рейнольдса для ламинарного течения жидкости; $S_{\text{тр}}$ – площадь поперечного сечения НКТ.

Подставляя значение (2.27) в соотношение (2.24) и принимая ход штанг вверх за положительное направление, запишем следующую систему уравнений:

$$G_{\text{тр.в.}} = \begin{cases} 8H_{\text{ш}} \mu_{\text{р.ж}} v_{\text{ш}}, v_{\text{ш}} < 0; \\ 8H_{\text{ш}} \mu_{\text{р.ж}} v_{\text{ш}} \left(1 - \frac{S_{\text{шл}} - S_{\text{ш}}}{S_{\text{тр}} - S_{\text{ш}}} \right), v_{\text{ш}} > 0. \end{cases}
 \tag{2.28}$$

Движение штанг в жидкости можно описать дифференциальным уравнением вынужденных продольных колебаний однородного стержня постоянного сечения с начальными условиями и граничными условиями первого рода [77, 78]:

$$\begin{cases} \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = a^2 \frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + F(x, t), \\ u|_{t=0} = \varphi_0(x), \\ \left. \frac{\partial u}{\partial t} \right|_{t=0} = 0, \\ u|_{x=0} = g_1(t), \\ u|_{x=H_{\text{ш}}} = g_2(t). \end{cases} \quad x \in [0, H_{\text{ш}}], t \in [0, \infty],
 \tag{2.29}$$

где u – абсолютное перемещение произвольного сечения; x – координата произвольного сечения; t – время; $a = \sqrt{\frac{E}{\rho}}$ – скорость распространения упругих деформаций; E – модуль Юнга; $F(x, t)$ – удельная внешняя сила, рассчитанная на единицу объема.

При решении уравнения учитываются только продольные колебания. В этом случае поперечные сечения остаются плоскими и параллельными друг другу при

перемещении вдоль оси стержня. Подобное допущение возможно, поскольку длина стержня значительно превышает его поперечное сечение.

При этом подходе считается, что точка подвеса штанг имеет координату $x = 0$ и совершает периодические во времени возвратно-поступательные перемещения по закону [65]

$$g_1(t) = \frac{L_{шт}}{2} \left(1 - \cos \frac{2\pi t}{T} \right), \quad (2.30)$$

где $L_{шт}$ – длина хода полированного штока.

Граничные условия на плунжере с учетом уравнения (2.29) имеют вид

$$g_2(t) = \begin{cases} 0, v_{шт} > 0, ES_{шт} \frac{\partial u(H_{шт}, t)}{\partial x} < G_{ж} + G_{тр.п.}(t); \\ G_{ж} + G_{тр.п.}(t), v_{шт} > 0; \\ 0, v_{шт} < 0, ES_{шт} \frac{\partial u(H_{шт}, t)}{\partial x} < G_{тр.п.}(t); \\ G_{тр.п.}(t), v_{шт} < 0. \end{cases} \quad (2.31)$$

Внешние силы, действующие на штанговую колонну:

$$F(x, t) = G_{шт.ж.} + G_{тр.с.} + G_{тр.в.} \quad (2.32)$$

Начальные условия задачи [68, 79]

$$\varphi_0(x) = -\frac{Fx^2}{2a^2} + \left(\frac{G_0}{Ef} + F \frac{H}{a^2} \right) x. \quad (2.33)$$

Нагрузка на полированный шток вычисляется исходя из закона Гука:

$$G_{шт} = ES_{шт} \frac{\partial u(0, t)}{\partial x}. \quad (2.34)$$

Скорость перемещения плунжера

$$v_{пл} = \frac{\partial u(H_{шт}, t)}{\partial t}. \quad (2.35)$$

Имитационная модель штангового глубинного насоса представлена на рисунке 2.8.

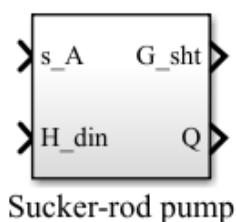


Рисунок 2.8 – Имитационная модель штангового глубинного насоса:

s_A – положение полированного штока; H_{din} – динамический уровень жидкости;

G_{sht} – усилие, действующее на шток; Q – подача ШГН

2.3 Имитационная модель станка-качалки

Данная подсистема показывает взаимосвязь между усилием, приложенным к полированному штоку, и моментом сопротивления на валу электродвигателя. При этом управляющим воздействием является изменение угловой скорости вращения вала электродвигателя, возмущающим воздействием – изменение усилия в ТПШ, а реакцией подсистемы на управляющее воздействие – изменение закона перемещения ТПШ и момента сопротивления на валу электродвигателя. Имитационная модель СК разделена на два блока: блок задания закона движения точки подвеса штанг и блок расчета момента сопротивления на валу электродвигателя.

В предыдущем подразделе для построения имитационной модели ШГН закон движения точки подвеса штанг $g_1(t)$ был принят за гармонический, однако на практике движение точки подвеса штанг подчиняется более сложному закону и напрямую зависит от параметров и кинематических схем используемых станков-качалок [74]. Для устранения этого допущения необходимо ввести закон движения ТПШ при заданном законе движения кривошипа станка-качалки, т.е. привести решение прямой задачи кинематики.

При расчете кинематики СК приняты следующие допущения:

- кривошип вращается с постоянной угловой скоростью $\omega_{кр}$;
- элементы кинематической схемы представлены как абсолютно жесткие звенья;
- движение тел происходит в одной плоскости.

На рисунке 2.9 представлена кинематическая схема станка-качалки с одноплечим балансиром. Решение прямой задачи кинематики для этой схемы подробно описано в [80], закон движения ТПШ описывается следующей системой уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} s_A(t) = k_1 \left(\gamma(t) - \arccos \frac{k^2 + p^2 - (l-r)^2}{2kp} \right); \\ v_A(t) = -\omega_{кр} r \frac{k_1 \sin \alpha(t)}{k \sin \beta(t)}; \\ a_A(t) = -\omega_{кр} r \frac{k_1 p}{k r} \frac{\cos \alpha(t) \sin \gamma(t) + \frac{r}{k} \sin \alpha(t) \operatorname{ctg} \beta(t) \sin \varphi(t)}{\sin^2 \beta(t)}; \\ \left\{ \begin{array}{l} \varphi = -\arccos \left(\frac{p^2 - k^2 + (l-r)^2}{2p(l-r)} \right) - \omega_{кр} t, \quad v_A > 0; \\ \varphi = 2\pi - \arccos \left(\frac{p^2 - k^2 + (l-r)^2}{2p(l-r)} \right) - \omega_{кр} t, \quad v_A < 0; \end{array} \right. \\ \varphi_0 = \operatorname{arctg} \frac{c}{b}; \\ \gamma(t) = \operatorname{arctg} \frac{\sin \varphi(t)}{\frac{p}{r} + \cos \varphi(t)} + \operatorname{arctg} \frac{\sin \beta(t)}{\frac{k}{l} - \cos \beta(t)}; \\ \beta(t) = \arccos \left(\frac{(l^2 - p^2) + (k^2 - r^2)}{2lk} - \frac{pr}{lk} \cos \varphi(t) \right); \\ \alpha = \pi - \gamma(t) - \beta(t) + \varphi(t), \end{array} \right. \quad (2.36)$$

где k_1 – длина переднего плеча балансира; k – длина заднего плеча балансира; l – длина шатуна; p – кратчайшее расстояние между центром качания балансира и центром вращения кривошипа; r – радиус кривошипа; $\varphi_{кр}$ – угол поворота кривошипа относительно направления p ; φ_0 – угол между вертикалью и направлением p ; c – проекция p на горизонтальную плоскость; b – проекция p на вертикальную плоскость; γ – угол поворота заднего плеча балансира относительно p ; α – угол между кривошипом и шатуном; β – угол между задним плечом балансира и шатуном; S_A , v_A , a_A – перемещение, скорость и ускорение точки подвеса штанг соответственно; $\omega_{кр}$ – угловая скорость вращения кривошипа.

момента на кривошипе. Условно теории динамического анализа балансирных станков-качалок можно разделить на элементарную, уточненную и точную. Метод расчета динамики станка-качалки, использующий элементарную теорию, является наиболее простым и справедлив только с учетом следующих допущений [81, 82]:

- точка сочленения шатуна и заднего плеча и балансира движется по прямой,
- угол отклонения шатуна от вертикали принимается равным нулю.

Данные допущения справедливы только для аксиальных кинематических схем станков-качалок с длиной балансира много меньше радиуса кривошипа, что является частным случаем рассмотренных кинематических схем. Следовательно, для построения универсальной модели объекта управления необходимо воспользоваться уточненной теорией. Наибольшее распространение получил метод расчета динамики, описанный в [80]. Его существенным недостатком является необходимость расчета проекций на вертикальную и горизонтальную плоскость всех сил, приложенных к СК, с последующим итерационным расчетом уравновешивающих моментов, что трудоемко. Поэтому для решения поставленной задачи выбран метод Н.Е. Жуковского [83, 84]. Суть метода заключается в выводе уравнения баланса сил, приложенных к системе, условно находящейся в равновесии:

$$\sum_{i=1}^n G_i v_i \cos(\vec{G}_i, \vec{v}_i) = 0, \quad (2.38)$$

где G_i – силы, приложенные к уравновешенной системе; v_i – скорости точек приложения сил; \vec{G}_i, \vec{v}_i – угол между векторами сил и скоростей точек приложения сил.

Известна модель СК [84], рассчитанная с помощью представленного подхода, однако расчет производился с целью последующего введения закона управления, обеспечивающего движение ТПШ, близкое к синусоидальному. Для этого автором была разработана схема приложения сил в различных точках СК с двухплечим балансиром. Направления векторов усилий, а также скоростей и ускорений были расставлены в соответствии с нуждами исследования. Для

построения имитационной модели в рамках данного исследования необходимо выбрать другое направление векторов, а также вывести уравнение баланса для одноплечего балансира [85].

Сделаем следующие допущения:

- элементы кинематической схемы представляем как абсолютно жесткие звенья;
- силы, приложенные к системе, уравновешиваются силами инерции;
- движение тел происходит в одной плоскости;
- силы трения в элементах СК, а также вес устьевого штока и канатной подвески не учитываются в уравнениях в силу малости;
- массы элементов станка-качалки сосредоточены в соответствующих центрах масс.

Для удобства расчета все скорости и ускорения качания элементов балансира приведены к скорости и ускорению v_A , a_A , скорости и ускорения вращения элементов кривошипа приведены к скорости и ускорению вращения кривошипа $v_{кр}$, $a_{кр}$. Усилия $G_{ш}$, действующие вдоль шатуна и воспринимаемые кривошипом, раскладываются на нормальную и тангенциальную составляющие, на вращающий момент оказывает воздействие только тангенциальная составляющая, вектор которой сонаправлен с вектором скорости вращения кривошипа [68]. Для схемы приложения сил, представленной на рисунке 2.11, запишем следующее уравнение:

$$\begin{aligned}
 & -G_{шт} v_A - G_r \frac{l_r}{k_1} v_A \cos \theta - G_{б1} \frac{l_{б1}}{k_1} v_A \cos \theta + G_б \frac{l_б}{k_1} v_A \cos \theta - G_T v_A \frac{k}{k_1} \cos \theta + \\
 & + G_{бп} \frac{l_{бп}}{k_1} v_A \cos \theta - G_{ш} \omega_{кр} r + G_{кр} \omega_{кр} r_{кр} \cos \left(\frac{\pi}{2} - \varepsilon - \omega_{кр} t \right) + \\
 & + G_{кп} \omega_{кр} R_{кр} \cos \left(\frac{\pi}{2} - \varepsilon - \omega_{кр} t \right) - \frac{G_r}{g} \frac{l_r^2}{k_1^2} v_A a_A - \frac{G_{б1}}{g} \frac{l_{б1}^2}{k_1^2} v_A a_A - \frac{G_б}{g} \frac{l_б^2}{k_1^2} v_A a_A - \\
 & - \frac{G_T}{g} \frac{l_r^2}{k_1^2} v_A a_A - \frac{G_{бп}}{g} \frac{l_{бп}^2}{k_1^2} v_A a_A - \frac{G_{кр}}{g} \omega_{кр} a_{кр} r_{кр}^2 - \frac{G_{кп}}{g} \omega_{кр} a_{кр} R_{кр}^2 = 0, \quad (2.39)
 \end{aligned}$$

где G_r , $G_{б1}$, $G_б$, G_T , $G_{бп}$, $G_{кр}$, $G_{кп}$ – вес головки, переднего плеча балансира, заднего плеча балансира, траверсы, балансирного противовеса, кривошипа, кривошипного противовеса соответственно; l_r , $l_{б1}$, $l_б$, $l_{бп}$ – расстояния от оси качания балансира до

центров масс головки балансира, переднего плеча балансира, заднего плеча балансира, балансирного противовеса соответственно; $R_{кр}$, $r_{кр}$ – расстояния от оси вращения кривошипа до центров масс кривошипного противовеса и кривошипа соответственно; $a_{кр}$ – угловое ускорение кривошипа;

θ – угол отклонения балансира от горизонтального положения:

$$\theta(t) = \gamma(t) + \varphi_0 - \pi / 2; \quad (2.40)$$

ε – отклонение направления линии шатуна в крайнем верхнем положении от вертикали:

$$\varepsilon = \arccos\left(\frac{p^2 - k^2 + (l+r)^2}{2p(l+r)}\right) + \omega_{кр}t - \varphi_0. \quad (2.41)$$

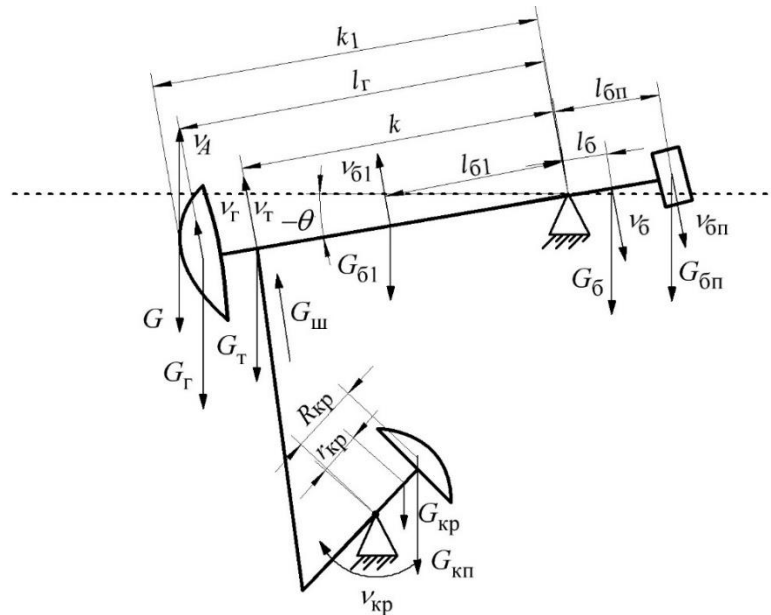


Рисунок 2.11 – Схема приложения сил в различных точках СК с одноплечим балансиром

Для станка-качалки с двухплечим балансиром (рисунок 2.12) уравнение имеет вид

$$\begin{aligned}
& -G_{\text{шр}} v_A - G_r \frac{l_r}{k_1} v_A \cos \theta - G_{\text{б1}} \frac{l_{\text{б1}}}{k_1} v_A \cos \theta + G_6 \frac{l_6}{k_1} v_A \cos \theta + G_T v_A \frac{k}{k_1} \cos \theta + \\
& + G_{\text{бп}} \frac{l_{\text{бп}}}{k_1} v_A \cos \theta + G_{\text{ш}} \omega_{\text{кр}} r + G_{\text{кр}} \omega_{\text{кр}} r_{\text{кр}} \cos \left(\frac{\pi}{2} - \varepsilon - \omega_{\text{кр}} t \right) + \\
& + G_{\text{кп}} \omega_{\text{кр}} R_{\text{кр}} \cos \left(\frac{\pi}{2} - \varepsilon - \omega_{\text{кр}} t \right) - \frac{G_r}{g} \frac{l_r^2}{k_1^2} v_A a_A - \frac{G_{\text{б1}}}{g} \frac{l_{\text{б1}}^2}{k_1^2} v_A a_A - \frac{G_6}{g} \frac{l_6^2}{k_1^2} v_A a_A - \\
& - \frac{G_T}{g} \frac{l_T^2}{k_1^2} v_A a_A - \frac{G_{\text{бп}}}{g} \frac{l_{\text{бп}}^2}{k_1^2} v_A a_A - \frac{G_{\text{кр}}}{g} \omega_{\text{кр}} a_{\text{кр}} r_{\text{кр}}^2 - \frac{G_{\text{кп}}}{g} \omega_{\text{кр}} a_{\text{кр}} R_{\text{кр}}^2 = 0.
\end{aligned} \tag{2.42}$$

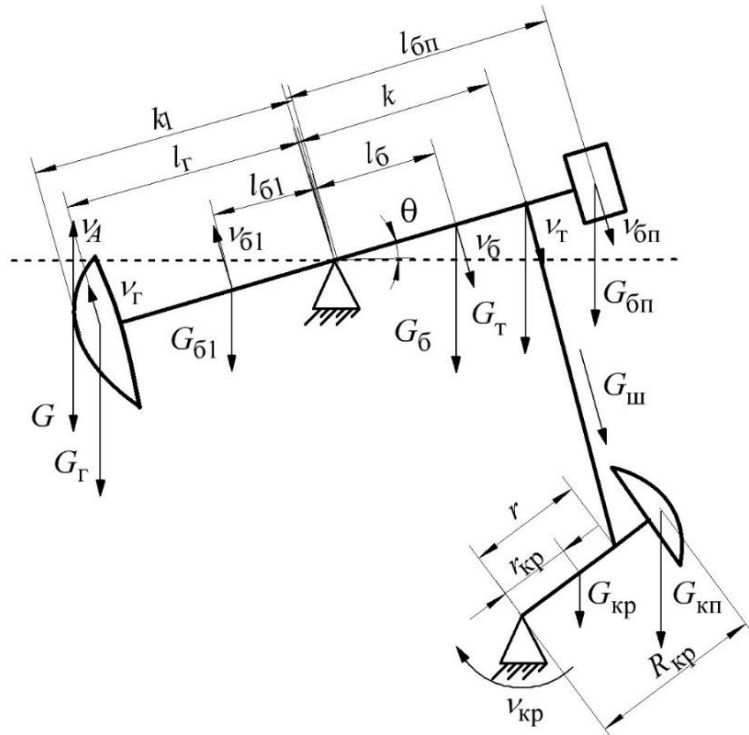


Рисунок 2.12 – Схема приложения сил в различных точках СК с двуплечим балансиром

Момент на валу кривошипа рассчитывается по формуле [81]

$$M_{\text{кр}} = P_{\text{ш}} r. \tag{2.43}$$

Вал электродвигателя связан с кривошипом СК посредством редуктора и клиноременной передачи, имеющих передаточный коэффициент $i_{\text{п}}$ и КПД $\eta_{\text{п}}$. Тогда момент сопротивления на валу электродвигателя M_c и полезная мощность двигателя $P_{\text{п}}$ определяются как

$$M_c = \frac{M_{\text{кр}}}{i_{\text{п}} \eta_{\text{п}}}, \tag{2.44}$$

$$P_{\Pi} = \frac{M_{\text{кр}} \omega_{\text{кр}}}{\eta_{\Pi}}. \quad (2.45)$$

Имитационная модель станка-качалки представлена на рисунке 2.13.

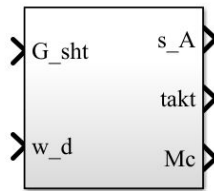


Рисунок 2.13 – Имитационная модель станка-качалки: G_{sht} – усилие, действующее на шток; w_d – угловая частота вращения вала двигателя; s_A – положение полированного штока; Mc – момент сопротивления на валу электродвигателя

2.4 Имитационная модель электродвигателя

Управляющим воздействием для подсистемы является изменение частоты управляющего сигнала (частоты фазного напряжения на обмотках статора электродвигателя), возмущающим воздействием – изменение момента сопротивления на валу электродвигателя, реакцией подсистемы на изменение входных воздействий – изменение частоты вращения вала электродвигателя. Для определения потребляемой приводом мощности по изменению момента на валу электродвигателя необходимо реализовать его Т-образную схему замещения (рисунок 2.14).

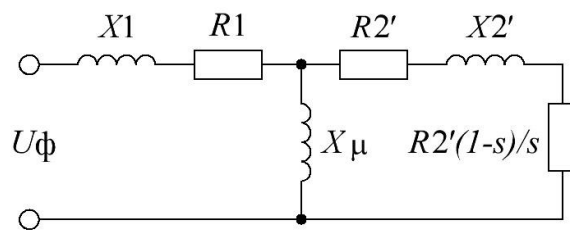


Рисунок 2.14 – Т-образная схема замещения асинхронного электродвигателя

Принятые допущения:

– не учитываются потери энергии и искажения, вносимые преобразователем частоты;

– алгоритмы управления преобразователем частоты обеспечивают вывод асинхронного двигателя на частоту вращения, заданную системой управления (СУ) УШГН;

– система управления преобразователем частоты в процессе работы асинхронного двигателя обеспечивает реализацию закона $U_{\phi} / f_y = \text{const}$, где U_{ϕ} – амплитуда фазного напряжения; f_y – частота фазного напряжения, задаваемая системой управления УШГН [86], т.е. одновременно с частотой осуществляется регулирование величины напряжения на обмотке статора.

Параметры схемы замещения $X_1, R_1, X_{\mu}, X_2', R_2', C_1$ рассчитываются исходя из данных документации на электродвигатель по методу, описанному в [87]. Полное сопротивление на валу электродвигателя

$$M = M_c + J \frac{\partial \omega_{\text{д}}}{\partial t}, \quad (2.46)$$

где M – момент на валу электродвигателя; J – момент инерции ротора; $\omega_{\text{д}}$ – частота вращения вала электродвигателя.

Изменение скольжения s в зависимости от изменения момента сопротивления M определяется по формуле Клосса [88]

$$M = \frac{2M_k \left(1 - \frac{R_1}{R_2'} s_k\right)}{\frac{s}{s_k} + \frac{s_k}{s} + 2 \frac{R_1}{R_2'} s_k}, \quad (2.47)$$

где s_k – критическое скольжение; M_k – критический момент. Отсюда выведем зависимость скольжения от момента на валу электродвигателя:

$$s = \frac{s_k}{2M} \left(\begin{array}{l} -2M \frac{R_1}{R_2'} s_k + 2M_k \left(1 - \frac{R_1}{R_2'} s_k\right) - \\ \sqrt{M^2 \left(2 \frac{R_1}{R_2'} s_k\right)^2 - 8M \frac{R_1}{R_2'} s_k M_k \left(1 - \frac{R_1}{R_2'} s_k\right) +} \\ - \sqrt{\left(2M_k \left(1 - \frac{R_1}{R_2'} s_k\right)\right)^2 - 4M^2} \end{array} \right). \quad (2.48)$$

При изменении частоты фазного напряжения изменяются значения критического скольжения и критического момента [89]:

$$s_k = \frac{C_1 R'_2}{\sqrt{R_1^2 + \left(\frac{f_y}{f_H}\right)^2 (X_1 + C_1 X'_2)^2}}; \quad (2.49)$$

$$M_k = \frac{U_H^2 R'_2 \frac{f_y}{f_H}}{2\pi f_H s_k \left(\left(R_1 + \frac{R'_2}{s_k} \right)^2 + \left(\frac{f_y}{f_H} \right)^2 (X_1 + C_1 X'_2)^2 \right)}, \quad (2.50)$$

где U_H, f_H – номинальные значения амплитуды и частоты фазного напряжения.

Потребляемая двигателем мощность рассчитывается как

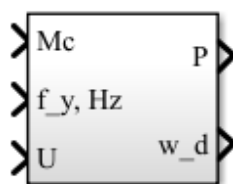
$$P(t) = \frac{1}{T} \int_0^T i_\phi(t) u_\phi(t) dt, \quad (2.51)$$

где T – период фазного напряжения; $i_\phi(t), u_\phi(t)$ – мгновенные значения тока и напряжения обмотки статора.

Угловая скорость вращения вала двигателя рассчитывается по формуле

$$\omega_d = \frac{2\pi f_y (1-s)}{n_p}, \quad (2.52)$$

где n_p – число пар полюсов электродвигателя. Имитационная модель асинхронного электродвигателя приведена на рисунке 2.15.



Asynchronous motor

Рисунок 2.15 – Имитационная модель асинхронного электродвигателя: ω_d – угловая частота вращения вала двигателя; f_y – частота управляющего сигнала, задаваемая системой управления; M_c – момент сопротивления на валу электродвигателя; P – мгновенное значение мощности; U – напряжение питания сети

2.5 Имитационная модель объекта управления

С помощью математических зависимостей, приведенных в подразделах 2.1–2.4, реализована модель объекта управления в графической среде имитационного моделирования MATLAB/Simulink (рисунок 2.16). Представленная модель применима для разработки как методов управления подачей УШГН на основе обработки сигнала ваттметрограммы, так и методов диагностики неисправностей штангового глубинного насоса.

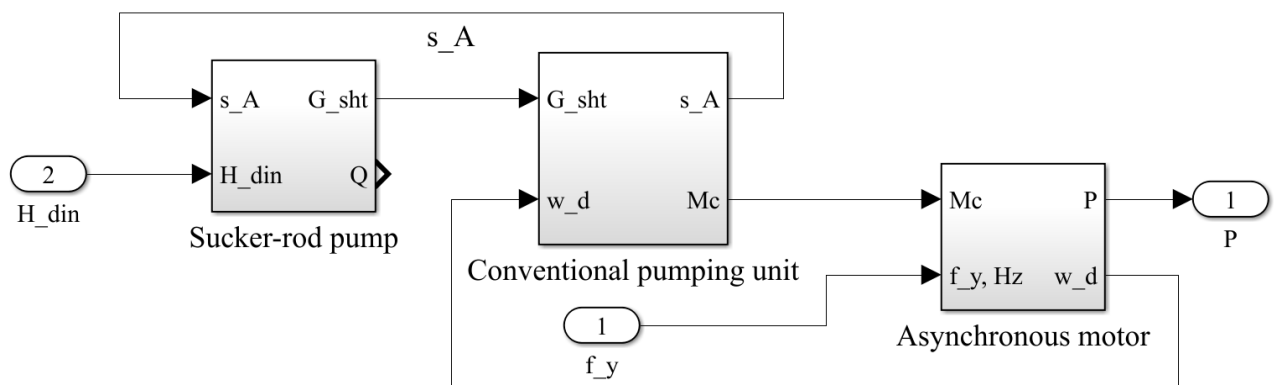


Рисунок 2.16 – Имитационная модель объекта управления, включающая подсистему «продуктивный пласт – скважина» (Oil Well) и следующие узлы УШГН: штанговый глубинный насос (Sucker-rod pump); станок-качалку (Conventional pumping unit); асинхронный электродвигатель (Asynchronous Motor)

Для оценки адекватности разработанной имитационной модели проведено сравнение полученного с ее помощью сигнала с реальной ваттметрограммой, измеренной на скважине специалистами АО «Энергонефтемаш» (рисунок 2.17). Параметры установки, с помощью которой был получен экспериментальный сигнал, представлены в таблице 2.1. Среднеквадратичное отклонение ваттметрограммы, полученной посредством имитационной модели, от отфильтрованного экспериментального сигнала составляет 13,6 %, что не выходит за пределы максимальной инженерной погрешности.

Таблица 2.1 – Параметры оборудования, использованные при построении имитационной модели

Величина	Значение	Величина	Значение
Модель ШГН	20-225 ТНМ	Модель двигателя	АИР200М4
Модель СК	СКД12-3-5600	$S_{ш}$, м	22
E , Па	2,1	$H_{дин}$, м	1400
$\rho_{ж}$, кг/м ³	890	$H_{ш}$, м	1700
$\rho_{ст}$, кг/м ³	890	P_3 , МПа	0,3
$\mu_{ж}$, Па/с	$30 \cdot 10^{-1}$	P_y , МПа	0,6
n , мин ⁻¹	3,18	$L_{шт}$, м	3

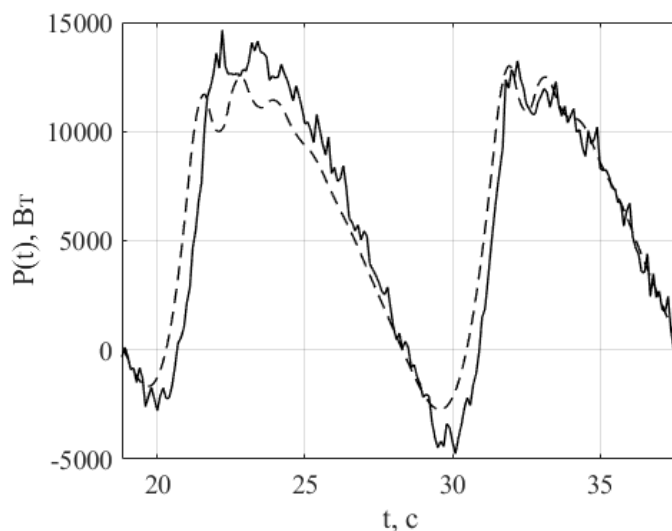


Рисунок 2.17 – Ваттметриграмма, полученная с помощью имитационной модели (пунктирная линия), и экспериментальная отфильтрованная ваттметриграмма (сплошная линия)

2.6 Основные выводы по разделу 2

1. Объект управления представляет собой сложную систему «продуктивный пласт – скважина – ШГН – СК – электродвигатель», параметры и состояние которой связаны между собой. Для упрощения математического описания объекта каждый узел системы рассматривается как отдельная подсистема (отдельный объект). Разработанная имитационная модель позволяет исследовать систему при различных параметрах используемого оборудования и скважины.

2. Для разработки узлов имитационной модели объекта управления выведен закон изменения динамического уровня жидкости с учетом изменения скорости притока скважинной жидкости, обоснован выбор уравнений для имитационной модели штангового глубинного насоса, представлены схемы приложения сил в

различных точках СК с одноплечим и двухплечим балансиром, а также получены уравнения баланса на их основе.

3. Модель обеспечивает логику работы замкнутой системы, что необходимо для разработки методов управления на основании исследования полученных зависимостей, а также позволяет имитировать различные неисправности штангового глубинного насоса с целью исследования влияния этих неисправностей на форму ваттметрограммы для разработки методов диагностики. Все перечисленные особенности модели необходимы для проведения исследований УШГН с целью повышения ее эффективности.

4. Реализация модели в среде имитационного моделирования MatLab/Simulink позволяет провести сравнение полученных сигналов ваттметрограммы со значениями, полученными с реальной УШГН. Адекватность модели равна 86 %, что не выходит за пределы инженерной погрешности и достаточно для разработки и тестирования метода поддержания оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины и метода диагностики штангового глубинного насоса.

3 МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПОДАЧИ УШГН И ДИАГНОСТИКИ ШГН ПОСРЕДСТВОМ АНАЛИЗА СИГНАЛА ПОТРЕБЛЯЕМОЙ ЭЛЕКТРОПРИВОДОМ МОЩНОСТИ

В разделе приводится описание метода регулирования подачи УШГН, основанного на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины посредством анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности, а также описание и обоснование алгоритмов, позволяющих реализовать данный метод [90]. Представлены результаты имитационного моделирования при различных неисправностях штангового глубинного насоса, описания характерных для этих неисправностей изменений форм динамограмм и сигнала потребляемой электроприводом мощности, полученных при различных параметрах хода полированного штока и неисправностях штангового глубинного насоса. Проводится анализ полученных результатов, на основании которого предлагается метод диагностики неисправностей посредством анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности.

3.1 Метод регулирования подачи УШГН, основанный на поддержании оптимального динамического уровня в затрубном пространстве нефтяной скважины посредством анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности

В разделе 1 диссертации проведен анализ существующих методов регулирования подачи установки штангового глубинного насоса. В результате анализа установлено, что недостатком методов, основанных на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины, является отсутствие возможности измерения этого уровня посредством анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности без реализации в системе управления сложных математических моделей объекта управления, что не позволяет осуществлять регулирование по заданному динамическому уровню. Во втором разделе показано, что существует связь сигнала

потребляемой электроприводом мощности (ваттметрограммы) с изменением нагрузки в УШГН.

Увеличение динамического уровня жидкости приводит к уменьшению давления на приеме насоса и соответствующему увеличению нагрузки в системе, что вызывает рост потребляемой электроприводом мощности. Следовательно, существует возможность создания метода регулирования подачи на основании исследования реакции объекта управления (изменения потребляемой мощности, вызванного изменением динамического уровня жидкости) на изменение управляющего воздействия (скорости откачивания скважинной жидкости).

Для формирования законов и алгоритмов регулирования с целью нахождения и поддержания оптимального динамического уровня жидкости необходимо сформулировать ряд задач, которые должна выполнять система управления УШГН в процессе своего функционирования. В начальный момент времени скважина остановлена, приток жидкости равен нулю вследствие выравнивания пластового и забойного давлений, уровень жидкости равен статическому уровню, т.е. имеет максимально близкое к устью скважины положение [91]. Первоочередной задачей является вывод скважины на режим откачивания, т.е. поиск оптимального положения динамического уровня, а также согласование скорости притока пластовой жидкости со скоростью откачивания. После выхода скважины на оптимальный режим необходима стабилизация выбранного положения динамического уровня в течение всего времени эксплуатации установки. Воспользовавшись принципом декомпозиции систем автоматического управления (САУ) [92], можно разделить метод регулирования подачи, основанный на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в скважине, на этапы.

1. Определение оптимального динамического уровня жидкости, при котором обеспечивается максимальная скорость притока при максимальном коэффициенте заполнения цилиндра штангового глубинного насоса.

2. Подбор скорости откачивания, соответствующей скорости притока скважинной жидкости.

3. Стабилизация выбранного положения динамического уровня в течение времени работы УШГН.

3.1.1 Определение оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины

Параметрами оборудования, задаваемыми оператором, являются диапазон возможного изменения частоты качания балансира УШГН, зависящий от выбранного оборудования, и передаточное число клиноременной передачи и редуктора $i_{п}$. Исходя из этих параметров рассчитывается соответствующий диапазон частот вращения вала двигателя $[f_{min}, f_{max}]$.

Рассмотрим алгоритм выполнения этапа определения оптимального динамического уровня жидкости. При увеличении динамического уровня происходит снижение забойного давления, что ведет к увеличению пластовой депрессии, а следовательно, и скорости притока скважинной жидкости. Однако при приближении динамического уровня к приему штангового насоса увеличивается содержание газа в жидкости, что негативно влияет на коэффициент заполнения насоса вследствие попадания в него большого количества газа [93, 94]. Следовательно, оптимальным в данном случае является такое положение динамического уровня жидкости, при котором обеспечивается максимальная скорость притока при минимальном попадании газа в цилиндр насоса.

В начальный момент времени, когда депрессия на пласт равна нулю, скорость притока также равна нулю. Из уравнения расхода жидкости в системе «продуктивный пласт – скважина» (2.10) следует, что в начальный момент времени откачивание жидкости с выбранной скоростью сопровождается постепенным увеличением динамического уровня и соответствующим снижением забойного давления, что приводит к росту скорости притока. Если выбранная скорость откачивания низка, то в определенный момент времени (при условии, что уровень жидкости не опустится до приема насоса) произойдет естественное выравнивание скоростей притока и откачивания (кривая 1 на рисунке 3.1). Однако этот произвольно установившийся уровень жидкости может не соответствовать

оптимальному. Если скорость откачивания велика, то динамический уровень опускается, при этом значение средней за период потребляемой мощности увеличивается, а по мере приближения к приему ШГН оно уменьшается вследствие увеличения содержания газа в добываемой жидкости (кривая 2 на рисунке 3.1) [95]. В этом случае оптимальным будет положение динамического уровня в момент времени, соответствующий точке *A* на рисунке 3.1. Снижение коэффициента заполнения насоса вследствие влияния газа также можно определить по ваттметрограмме (рисунок 3.2). Таким образом, алгоритм выполнения первого этапа основан на методе поиска экстремума функции с шаговым приближением.

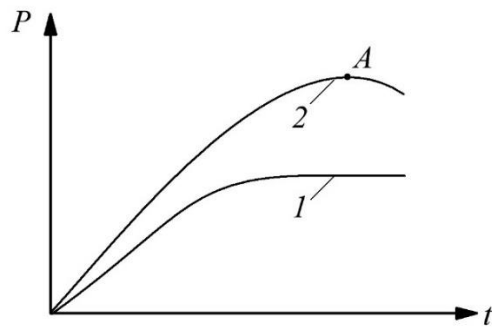


Рисунок 3.1 – Зависимость средней за период потребляемой электроприводом мощности P от времени t

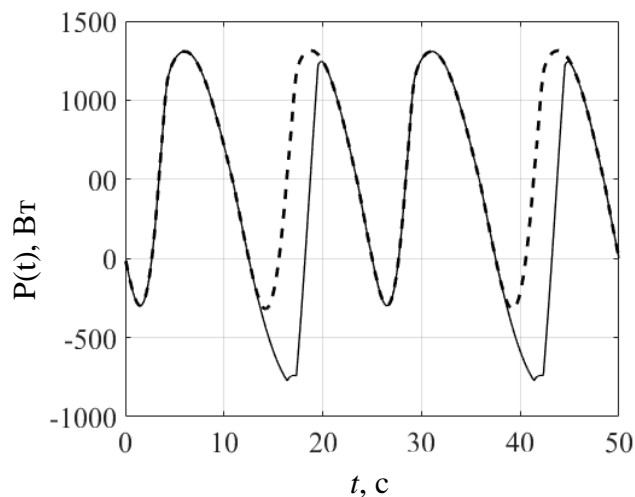


Рисунок 3.2 – Изменение формы ваттметрограммы (пунктирная линия – заполненный цилиндр насоса ШГН; сплошная линия – заполнение цилиндра насоса на 70 %)

Алгоритм работы системы управления на первом этапе представлен на рисунке 3.3.

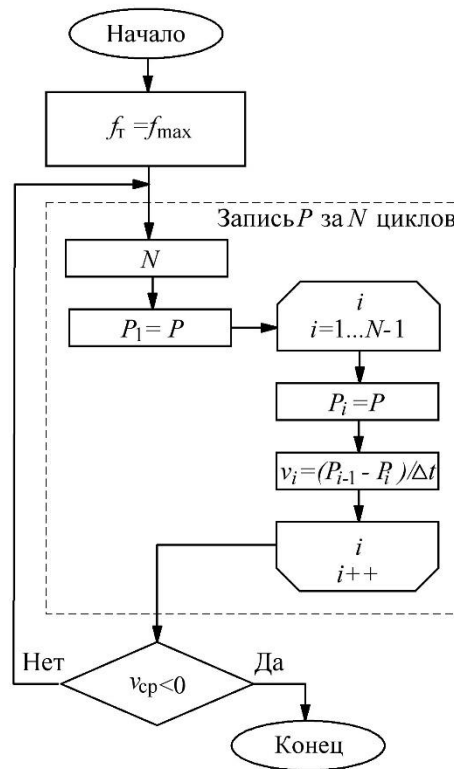


Рисунок 3.3 – Алгоритм работы системы управления на этапе поиска оптимального динамического уровня жидкости

Определение оптимального динамического уровня жидкости, обеспечивающего максимальную скорость притока, заключается в установлении на выходе системы управления текущей частоты управляющего сигнала, соответствующей максимальной частоте качания балансира станка-качалки $f_T = f_{max}$, а следовательно, максимальной скорости откачивания скважинной жидкости, с последующим измерением системой управления средней за период качания балансира T потребляемой электроприводом мощности P . Увеличение динамического уровня сопровождается ростом потребляемой мощности. Снижение заполнения цилиндра насоса вследствие влияния газа определяется по уменьшению мощности и появлению на кривой $P(t)$ точки перегиба A , а также по характерному искривлению формы ваттметрограммы. Поскольку изменение динамического уровня за период T незначительно, для осуществления алгоритмов регулирования производится измерение значений средней за период потребляемой мощности $P(t)$ в течение N периодов (циклов) откачивания. По истечении каждых

N циклов вычисляется скорость изменения мощности $v_{\text{ср}}$. Точка A определяется по появлению отрицательных значений $v_{\text{ср}}$.

После выявления точки оптимума в соответствии с предлагаемым методом система управления переходит ко второму этапу решения задачи – определению скорости откачивания, равной скорости притока скважинной жидкости при найденной величине динамического уровня. Скорость откачивания регулируется путем изменения частоты вращения вала двигателя.

Вблизи точки оптимума A происходит искривление формы ваттметрограммы, а значит, появляется риск неверно интерпретировать изменение ее сигнала, поэтому необходимо уменьшить динамический уровень до определенной величины, позволяющей произвести настройку скорости откачивания с полным цилиндром. Вновь рассмотрим уравнение, полученное из уравнения расхода жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины, приведенное в разделе 2:

$$H_{\text{дин}}(t) = \frac{1}{\pi(r_c - r_{\text{НКТ}})^2} \left(\int_0^t \left(\frac{2\pi kh(p_0 - p_{\text{заб}}(t))}{\mu \ln \frac{R_k}{r_c}} - v_{\text{пл}} S_{\text{пл}} \beta \right) dt + H_{\text{дин}}(0) \right). \quad (3.1)$$

Из него следует, что максимальная скорость увеличения динамического уровня наблюдается при максимальной скорости откачивания жидкости, максимальная скорость восстановления динамического уровня – при отборе с минимальной скоростью соответственно. Далее необходимо определить количество циклов откачивания $N_{\text{п}}$ для накопления минимального уровня жидкости ΔH от точки оптимума, при котором за время реализации алгоритма подбора скорости динамический уровень не упадет ниже точки оптимума.

Максимальное увеличение динамического уровня за N циклов откачивания жидкости ΔH_{max} наблюдается при откачивании с $f_{\text{T}}=f_{\text{max}}$. Подбор скорости осуществляется с помощью метода дихотомии, его сходимость в наихудшем случае линейная с коэффициентом $\alpha=0,5$ [96, 97]. Изменение динамического уровня за время N циклов откачивания с частотой $f_{\text{T}} - \Delta H_i$, где $i \in [0, n]$, представляет собой

член ряда геометрической прогрессии с основанием 0,5, а максимальное падение динамического уровня в течение выполнения алгоритма подбора скорости

$$\sum_{i=0}^n \Delta H_i = \Delta H_{\max} \frac{1-0,5^n}{1-0,5} \approx 2\Delta H_{\max}. \quad (3.2)$$

Поскольку начальная скорость выбирается в середине интервала, необходимо произвести накопление динамического уровня на величину ΔH_{\max} . На величину потребляемой электроприводом УШГН мощности существенное влияние оказывает скорость, с которой производится откачивание. На рисунке 3.4 представлены зависимости, полученные с помощью имитационной модели, разработанной в разделе 2. Это семейство кривых изменения средней за период потребляемой мощности в зависимости от динамического уровня.

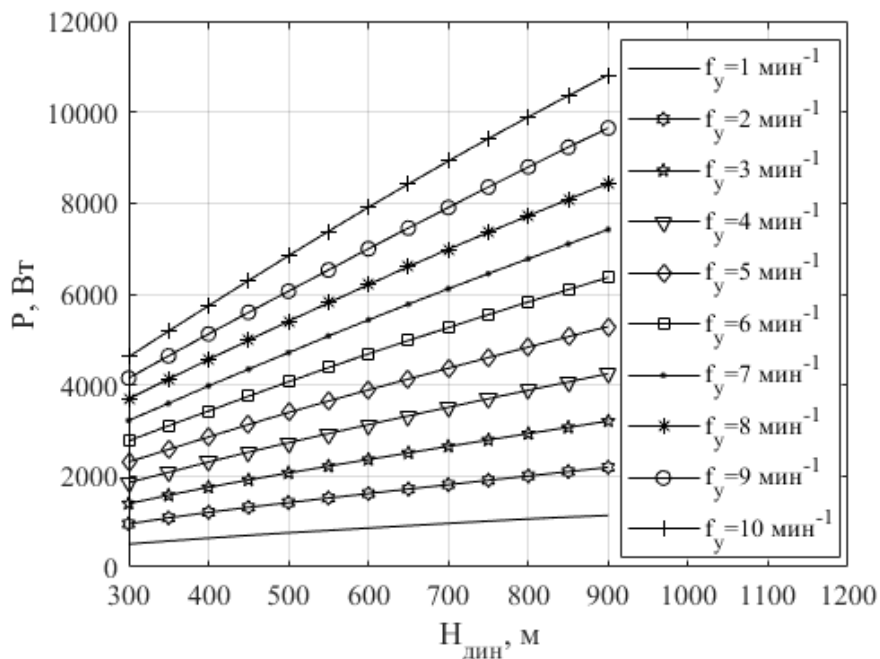


Рисунок 3.4 – Зависимости средней за период потребляемой приводом мощности от динамического уровня при различных скоростях откачивания жидкости

Можно заметить, что зависимости являются нелинейными, однако потребляемая мощность при незначительном изменении динамического уровня практически пропорциональна скорости. Исходя из этого, можно рассчитать количество циклов откачивания при минимальной скорости, необходимое для накопления необходимого уровня жидкости ΔH_{\max} :

$$N_{\pi} = \frac{P_{f_{\max}} f_{\min}}{P_{f_{\min}} f_{\max}} N, \quad (3.3)$$

где $P_{f_{\max}}$ – величина средней за период потребляемой мощности при скорости откачивания, равной f_{\max} ; $P_{f_{\min}}$ – величина средней за период потребляемой мощности при частоте вращения, равной f_{\min} . Алгоритм работы этапа накопления жидкости представлен на рисунке 3.5.

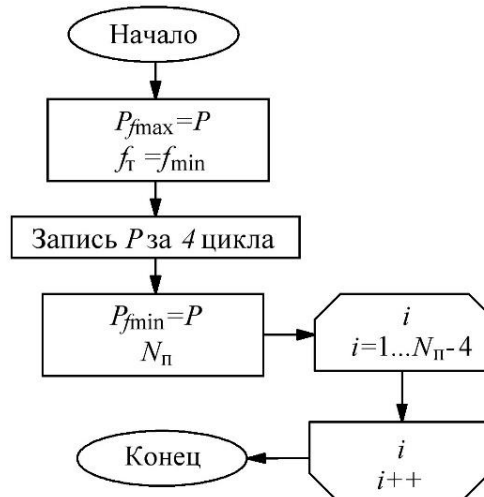


Рисунок 3.5 – Алгоритм работы системы управления на этапе накопления жидкости

3.1.2 Подбор скорости откачивания, соответствующей скорости притока скважинной жидкости

В соответствии с предлагаемым методом далее производится подбор скорости откачивания скважинной жидкости методом дихотомии. Алгоритм подбора скорости представлен на рисунке 3.6. Задаются начальные значения границ интервала поиска частоты вращения вала двигателя [$f_l = f_{\min}$, $f_r = f_{\max}$] и текущее значение частоты вращения, равное половине от заданного интервала $f_r = (f_r - f_l) / 2 + f_l$. Вводится значение погрешности определения частоты ε . Затем откачивается жидкость с выбранной скоростью в течение N периодов с параллельной записью значений средней за период потребляемой мощности P . По истечении N периодов вычисляется скорость изменения средней мощности $v_{\text{ср}}$ с последующим изменением значений границ интервала поиска и значения текущей частоты вращения вала.

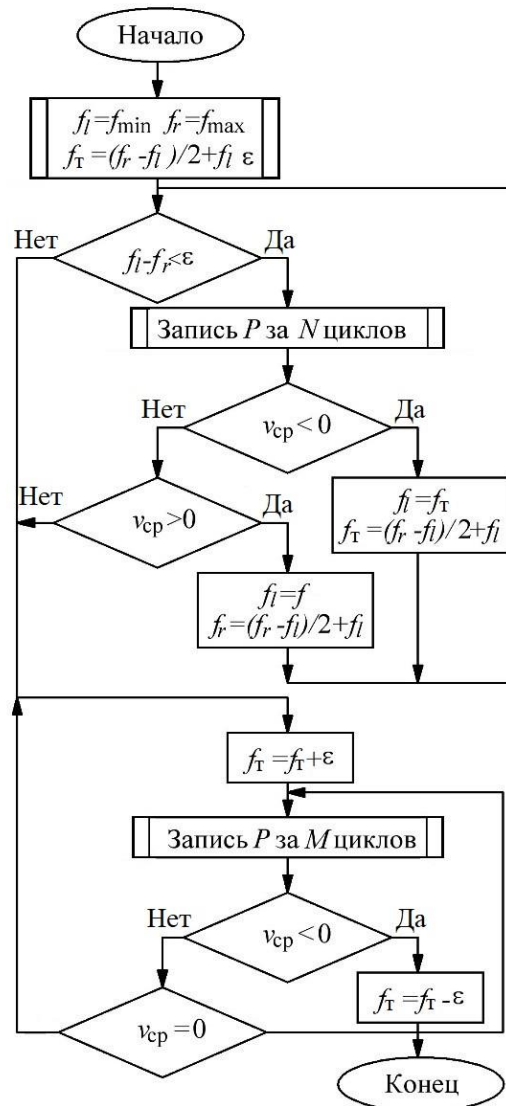


Рисунок 3.6 – Алгоритм подбора скорости откачивания скважинной жидкости: $[f_l, f_r]$ – границы интервала поиска частоты вращения вала двигателя; $[f_{min}, f_{max}]$ – минимальное и максимальное значение частоты вращения вала двигателя; ϵ – погрешность определения скорости вращения вала двигателя; f_T – текущее значение частоты вращения вала двигателя; P – значение средней за период T потребляемой мощности

Если скорость изменения мощности меньше нуля – $v_{cp} < 0$, значит, потребляемая установкой мощность падает, что свидетельствует об уменьшении динамического уровня жидкости. Текущая скорость откачивания жидкости меньше скорости ее притока, а значит, границы диапазона поиска частоты вращения вала двигателя и ее текущее значение изменяются по формулам

$$[f_l = f_T, f_r], f_T = (f_r - f_l) / 2 + f_l. \quad (3.4)$$

Если скорость изменения мощности больше нуля – $v_{cp} > 0$, значит, потребляемая установкой мощность растет, что свидетельствует об увеличении динамического уровня жидкости. Текущая скорость откачивания жидкости больше скорости ее притока, а значит, границы диапазона поиска частоты вращения вала и ее текущее значение изменяются по формулам

$$[f_l, f_r = f_T], f_T = (f_r - f_l) / 2 + f_l. \quad (3.5)$$

Если скорость изменения средней за период T потребляемой мощности равна нулю – $v_{cp} = 0$, или диапазон интервала поиска частоты меньше значения погрешности $(f_l - f_r) < \varepsilon$, искомая скорость считается найденной и происходит выход из цикла алгоритма поиска скорости откачивания скважинной жидкости.

В процессе подбора скорости откачивания жидкости происходит изменение динамического уровня, а следовательно, и незначительное изменение скорости притока скважинной жидкости. После завершения этапа подбора значения скорости откачивания скважинной жидкости положение динамического уровня несколько меньше оптимального значения. Следовательно, необходимо вновь вывести систему в точку оптимума, реализовав алгоритм, основанный на методе равномерного поиска с выбранным шагом (см. рисунок 3.6) [98].

Для этого текущая частота управляющего сигнала увеличивается на значение погрешности: $f_T = f_T + \varepsilon$. Производится запись средней за период T потребляемой мощности в течение M периодов откачивания с последующим вычислением скорости изменения средней за период потребляемой мощности v_{cp} . Падение скорости v_{cp} до нуля свидетельствует о выравнивании пластового и забойного давлений. В этом случае система управления вновь увеличит частоту до $f_T = f_T + \varepsilon$. Падение скорости нарастания мощности v_{cp} ниже нуля или характерное для незаполненного цилиндра насоса искажение формы ваттметрограммы свидетельствует о выходе динамического уровня за точку оптимума. Текущая частота вращения вала двигателя снижается до $f_T = f_T - \varepsilon$, значение скорости откачивания скважинной жидкости, соответствующее этой частоте вращения, считается оптимальным. Система управления переходит к третьему этапу решения

задачи – стабилизации выбранного положения динамического уровня в течение длительного периода времени.

3.1.3 Поддержание оптимального динамического уровня жидкости

После стабилизации скорости откачивания считается, что оборудование выведено на оптимальный режим работы. Далее происходит запись ваттметрограмм за несколько циклов и их фильтрация, а также вычисление средней за период потребляемой мощности P^r . По этим зависимостям впоследствии определяются отклонения работы системы от нормы.

Алгоритм работы системы управления на этапе стабилизации динамического уровня в течение длительного периода времени представлен на рисунке 3.7. При выбранной скорости откачивания скважинной жидкости изменение динамического уровня может происходить вследствие изменений давления в скважине, скорости притока или ее технического состояния. В режиме стабилизации динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины производится запись значений средней за период потребляемой мощности в течение M периодов T с последующим вычислением средней за период потребляемой мощности и ее сравнением с выбранным эталонным значением. Если с течением времени значение потребляемой мощности уменьшается, увеличивают скорость откачивания до $f_T = f_T + \varepsilon$.

При появлении признаков незаполнения насоса вследствие попадания газа в его цилиндр производится уменьшение скорости откачивания скважинной жидкости до $f_T = f_T - \varepsilon$. После корректировки частоты вращения вала двигателя вновь осуществляется перезапись эталонных значений, необходимых для реализации алгоритма диагностики ШГН. Общий алгоритм, реализующий метод регулирования подачи УШГН, основанный на стабилизации оптимального динамического уровня жидкости посредством анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности, представлен на рисунке 3.8.

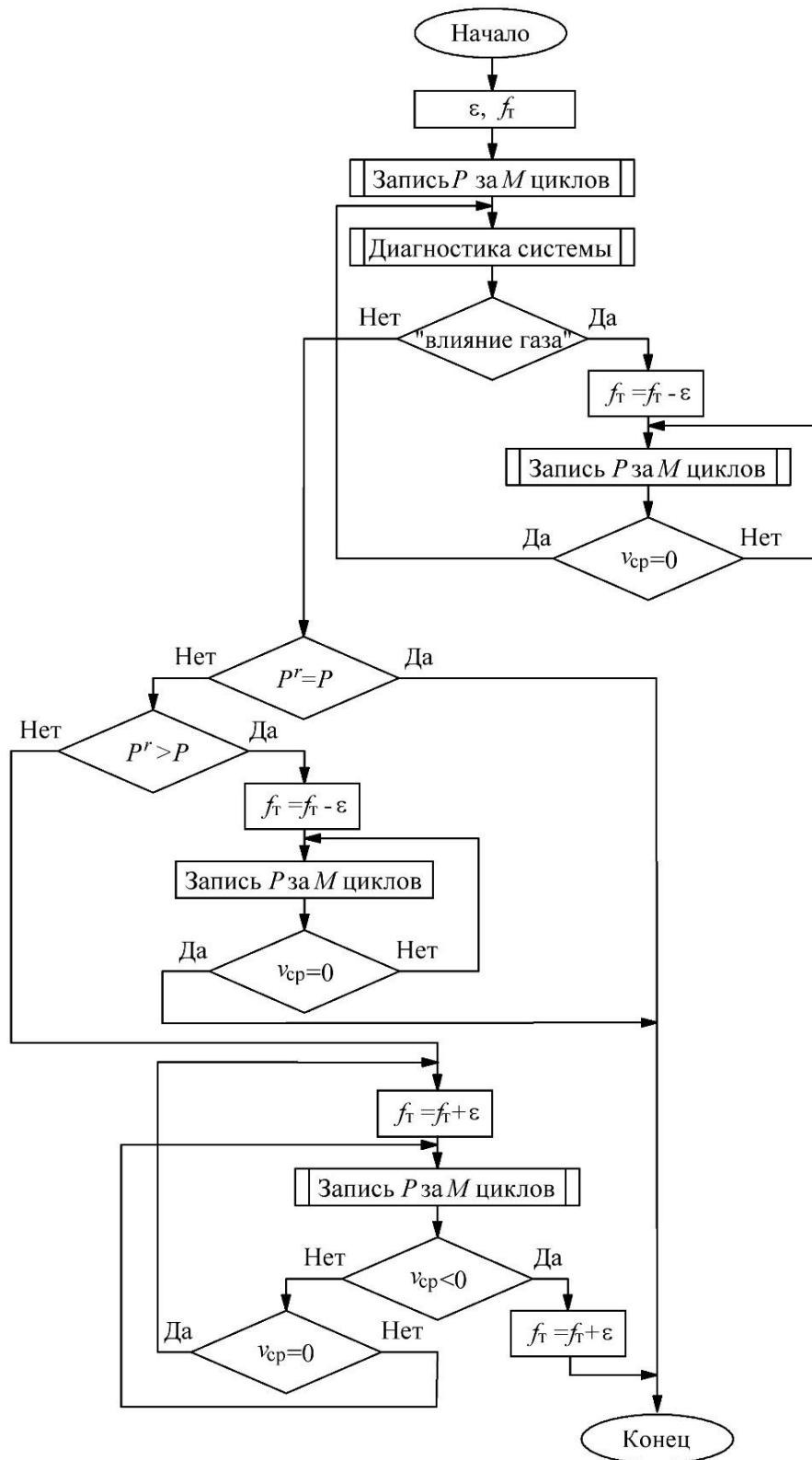


Рисунок 3.7 – Общий алгоритм, реализующий метод регулирования подачи УШГН, основанный на стабилизации оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины посредством анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности

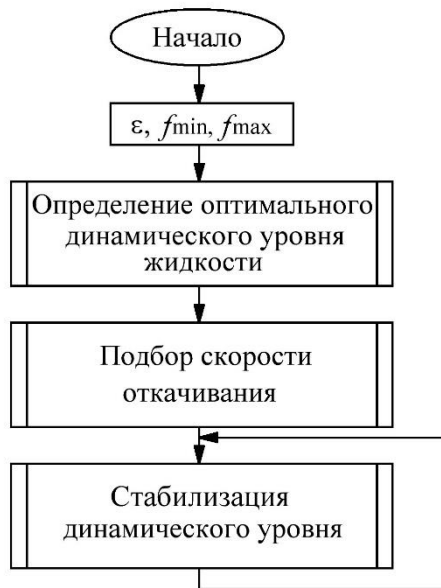


Рисунок 3.8 – Алгоритм работы системы управления УШГН

3.2 Моделирование неисправностей штангового глубинного насоса и анализ их влияния на форму сигнала потребляемой электроприводом мощности

В процессе эксплуатации скважины с помощью установки штангового глубинного насоса возможно возникновение различных неисправностей погружного оборудования. В [99] приводится статистика их возникновения, в частности к наиболее распространенным дефектам подземного оборудования относят дефекты клапанов штангового насоса, обрыв штанг, а также повреждения рабочих поверхностей оборудования вследствие влияния агрессивной среды. Следовательно, в процессе работы УШГН подлежат диагностике следующие наиболее распространенные типы неисправностей, связанные с данными дефектами: обрыв и отворот штанг, попадание газа в цилиндр насоса, образование эмульсии, запарафинивание, удар плунжера о приемный клапан, удар плунжера о верхнюю ограничительную гайку вставного насоса, утечка в приемном клапане, утечка в нагнетательном клапане. Для выявления влияния различных неисправностей на сигнал ваттметрограммы необходимо провести их моделирование и сравнение с сигналом при нормальной работе насоса. С целью определения причин искажения ваттметрограмм дополнительно необходимо

привести соответствующие им динамограммы. Технические параметры оборудования, выбранные для моделирования сигналов, приведены в таблице 3.1, используемая имитационная модель представлена на рисунке 2.16.

Таблица 3.1 – Технические параметры оборудования УШГН

Величина	Значение	Величина	Значение
Модель ШГН	25-225 RНАМ	Модель двигателя	A4160S4У3
Модель СК	СК6-2.1-2500	Тип редуктора	Ц2НШ-630
E , Па	$2 \cdot 10^{11}$	$d_{ш}$, мм	22
$\rho_{ж}$, кг/м ³	954	$H_{дин}$, м	754
$\rho_{ст}$, кг/м ³	7800	$H_{ш}$, м	1100
$\mu_{ж}$, Па/с	10^{-3}	P_3 , МПа	2
P_y , МПа	1,23	Δ , мкм	188
n , мин ⁻¹	2,4	$L_{шт}$, м	0,9

На рисунке 3.9 приведена ваттmetroграмма нормальной работы насоса. Необходимо выделить на ней характерные области, изменение которых может указать на возникновение какой-либо неисправности.

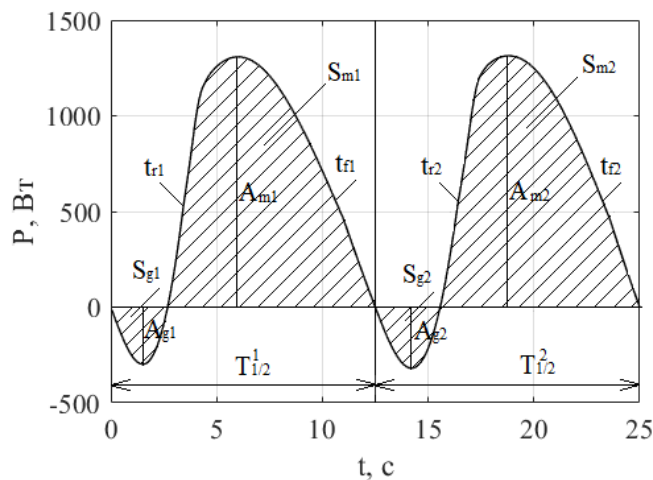


Рисунок 3.9 – Ваттmetroграмма при нормальной работе ШГН

Как уже показано ранее, период ваттmetroграммы делится на полупериод $T_{1/2}^1$, соответствующий ходу штанг вверх, и полупериод $T_{1/2}^2$, соответствующий ходу штанг вниз; t_{r1} , t_{r2} , t_{f1} , t_{f2} – фронты и спады сигналов соответствующих периодов; S_{m1} , S_{m2} – площади под кривой мощности P , соответствующие двигательному режиму работы асинхронного двигателя (АД); S_{g1} , S_{g2} – площади под кривой, соответствующие генераторному режиму работы АД; A_{m1} , A_{m2} , A_{g1} , A_{g2} –

максимальные значения сигнала в соответствующие полупериоды и режимы работы двигателя.

3.2.1 Обрыв и отворот штанг

Обрыв и отворот штанг является одной из наиболее распространенных неисправностей, вызывающих аварийную остановку УШГН. Причиной отворота штанг служит возникновение крутящего момента при их деформации. Обрывы штанг являются следствием воздействия переменных нагрузок и коррозионной среды на штанговую колонну [100]. На динамограмме данная неисправность регистрируется как отсутствие нагрузки от веса столба жидкости при ходе штанг вверх. В разработанной модели обрыв штанг имитируется как $G_{\text{тр.пл}} = 0$ и $G_{\text{ж}} = 0$ при обрыве у плунжера. Величина нагрузки от веса штанг и воздействующих на них сил инерции и трения зависит от длины оставшегося участка штанговой колонны. На рисунке 3.10 приведены сигналы динамограммы и соответствующей ваттметрограммы при обрыве штанг у плунжера. На ваттметрограмме данная неисправность проявляется как полное отсутствие площади S_{m1} , соответствующей двигательному режиму работы АД в течение полупериода $T^1_{1/2}$, т.е. полезная работа не совершается, в течение первого полупериода двигатель работает в генераторном режиме.

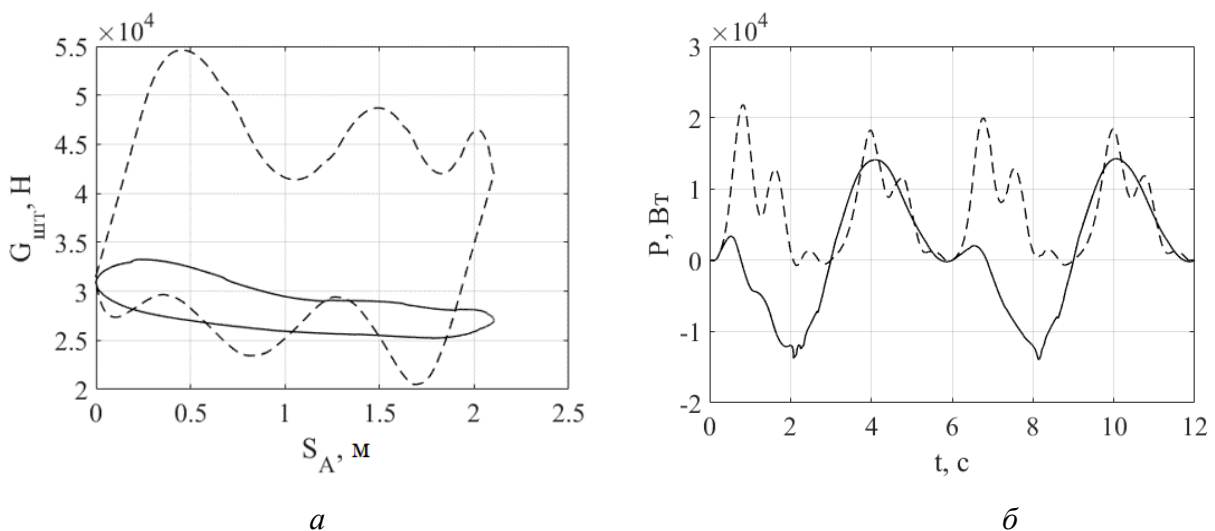


Рисунок 3.10 – Динамограммы (а) и ваттметрограммы (б), полученные с помощью имитационной модели (сплошная линия – обрыв штанг у плунжера, пунктирная линия – нормальная работа насоса). Сигналы получены при $n=10 \text{ мин}^{-1}$, $L_{\text{шт}}=2,1 \text{ м}$

3.2.2 Попадание газа в цилиндр насоса

Влияние газа на работу ШГН проявляется на динамограмме как увеличение периода снятия нагрузки со штанг в течение их хода вниз. Оно вызвано незаполнением цилиндра насоса, газ, в отличие от жидкости (которая при построении модели принималась несжимаемой), практически не оказывает сопротивление плунжеру, поэтому нагрузка со штанг не снимается до момента столкновения плунжера с жидкостью [25]. На практике в течение цикла откачивания газ попеременно может выделяться из нефти и растворяться в ней, влияя на вид динамограммы, но для разработки метода диагностики в первом приближении принят наиболее простой случай: в модели эта неисправность имитируется задержкой снятия нагрузки, пропорциональной коэффициенту заполнения насоса. Поскольку вследствие влияния газа снятие нагрузки со штанг происходит не сразу, на ваттметрограмме данная неисправность отражается как смещение фронта второго полупериода сигнала t_{r1} вправо, а также увеличением S_{g2} и A_{g2} (рисунок 3.11).

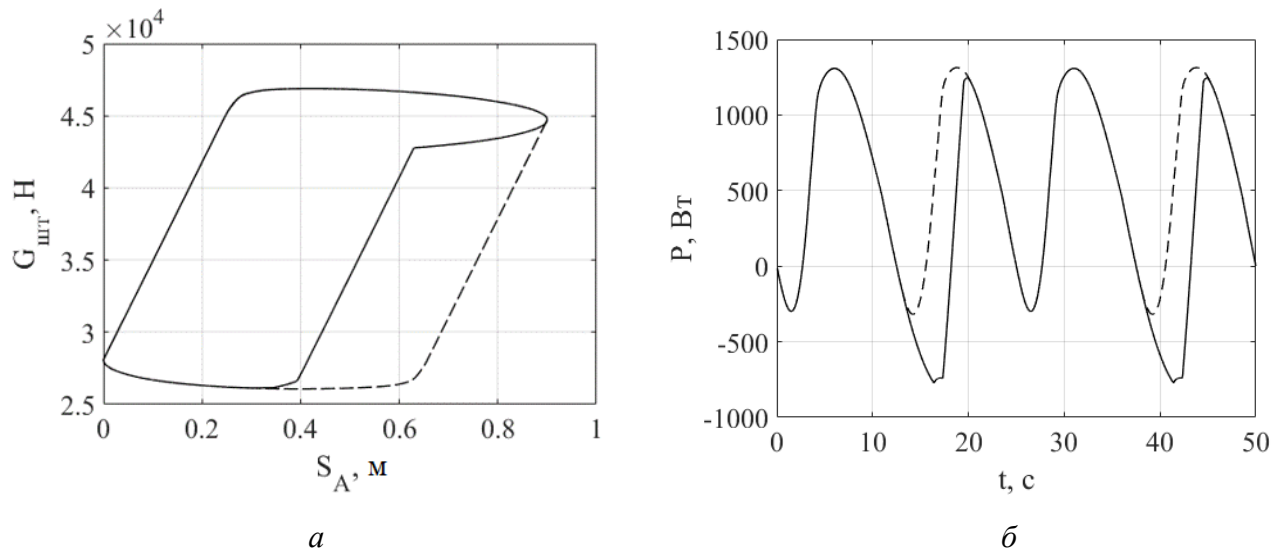


Рисунок 3.11 – Динамограммы (а) и ваттметрограммы (б), полученные с помощью имитационной модели (сплошная линия – попадание газа в цилиндр насоса, пунктирная линия – нормальная работа насоса)

Чем меньше коэффициент заполнения штангового насоса, тем сильнее смещается линия снятия нагрузки и соответствующий ей фронт сигнала

ваттметрограммы. На рисунке 3.12 представлен случай, характеризующий срыв подачи.

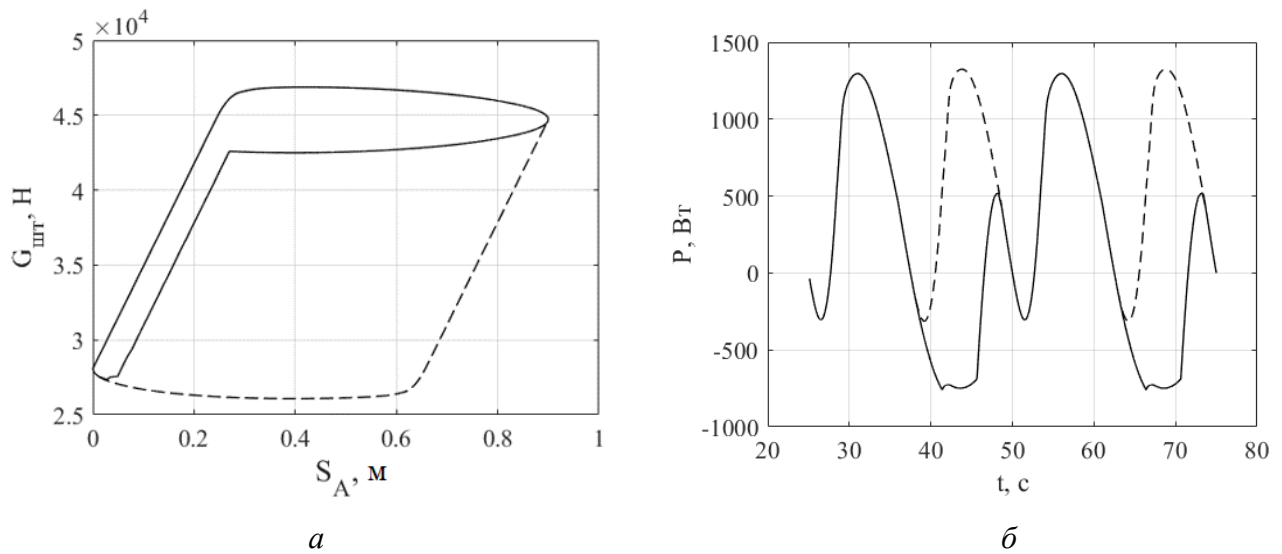


Рисунок 3.12 – Динамограммы (а) и ваттметрограммы (б), полученные с помощью имитационной модели (сплошная линия – срыв подачи ШГН в результате влияния газа, пунктирная линия – нормальная работа насоса)

3.2.3 Образование эмульсии, запарафинивание

При добыче из скважин с высокой обводненностью продукции возможно образование стойких водонефтяных эмульсий, обладающих высокими значениями коэффициента динамической вязкости [101]. При добыче нефти возможно отложение парафина на стенках НКТ и колонне штанг, что уменьшает площадь сечения между ними и увеличивает нагрузку на оборудование [102].

В модели запарафинивание имитируется уменьшением значения параметров $S_{тр}$ и δ , образование эмульсии – увеличением значения динамической вязкости жидкости μ . Уменьшение площади сечения и динамической вязкости жидкости вызывает увеличение сил трения. На динамограмме это отражается характерным увеличением нагрузки на шток во время хода штанг вверх и снижением нагрузки при ходе штанг вниз. На ваттметрограмме данная неисправность проявляется как характерное увеличение параметров $S_{m1}, S_{m2}, S_{g1}, S_{g2}, A_{m1}, A_{m2}, A_{g1}, A_{g2}$ (рисунки 3.13, 3.14). Силы трения влияют на параметры $S_{g1}, S_{g2}, A_{g1}, A_{g2}$ в меньшей степени, поэтому на ваттметрограмме они могут быть не замечены (списаны на погрешность).

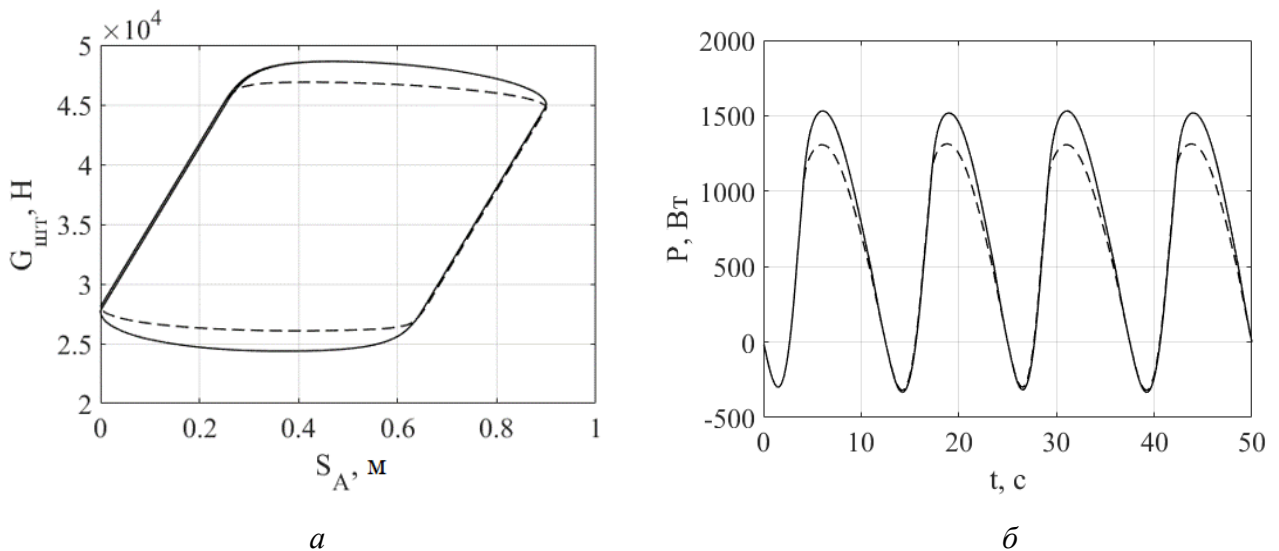


Рисунок 3.13 – Динамограммы (а) и ваттметрограммы (б), полученные с помощью имитационной модели (сплошная линия – образование эмульсии, пунктирная линия – нормальная работа насоса)

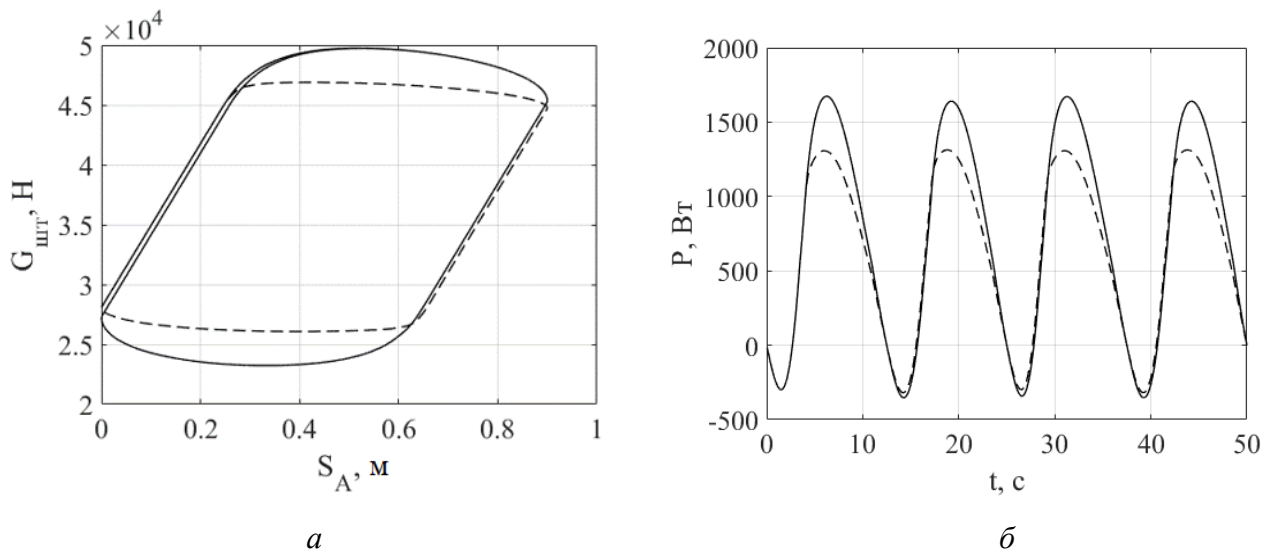


Рисунок 3.14 – Динамограммы (а) и ваттметрограммы (б), полученные с помощью имитационной модели (сплошная линия – образование парафинов, пунктирная линия – нормальная работа насоса)

3.2.4 Удар плунжера о приемный клапан, удар плунжера о верхнюю ограничительную гайку вставного насоса

Удары плунжера об ограничительную гайку вставного насоса или всасывающий клапан обычно возникают при высокой или низкой посадке плунжера соответственно [103]. В модели данные неисправности имитируются ограничением движения плунжера при ходе вверх и вниз соответственно. На

динамограмме удар о клапан проявляется как значительное снижение нагрузки в конце хода штанг вниз или петля в левом нижнем углу динамограммы. При этом линия восприятия нагрузки штангами смещается. На ваттметрограмме эта неисправность характеризуется смещением фронта первого полупериода сигнала t_{r1} , увеличением площади S_{g1} и соответствующей амплитуды A_{g1} , также наблюдается пересечение t_{f2} сигнала нормальной работы насоса и сигнала, характерного для этой неисправности (рисунок 3.15).

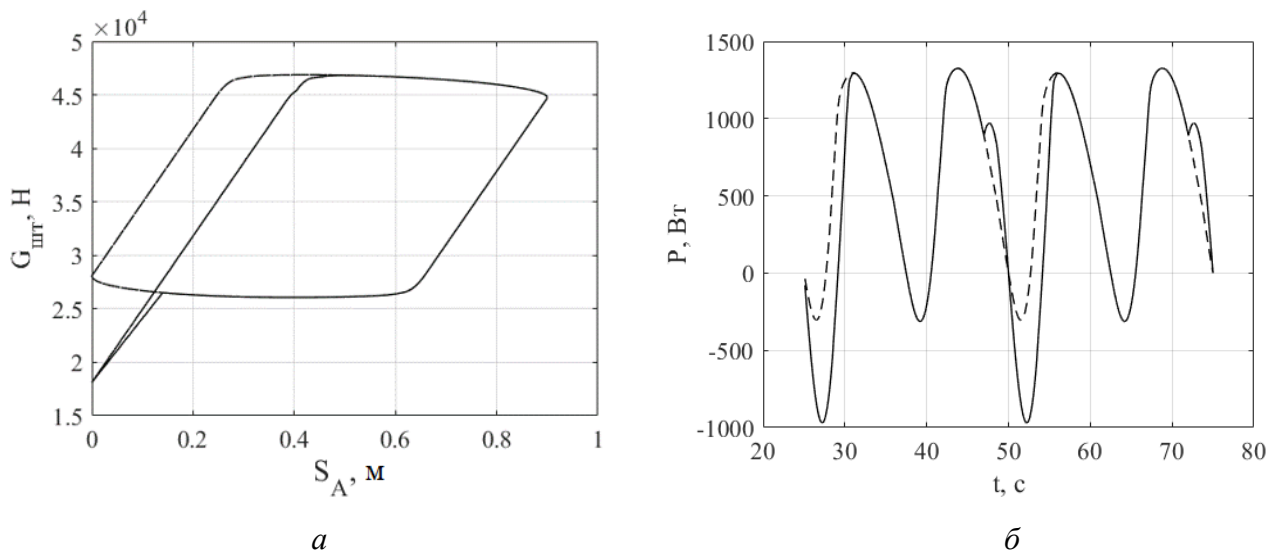


Рисунок 3.15 – Динамограммы (а) и ваттметрограммы (б), полученные с помощью имитационной модели (сплошная линия – удар плунжера о нагнетательный клапан, пунктирная линия – нормальная работа насоса)

Удар о верхнюю гайку вызывает значительное увеличение нагрузки в конце хода штанг вверх или петлю в правом верхнем углу динамограммы. Характерное смещение линии снятия нагрузки на динамограмме отражается смещением фронта второго полупериода сигнала ваттметрограммы, увеличением площади S_{g2} и соответствующей амплитуды A_{g2} (рисунок 3.16).

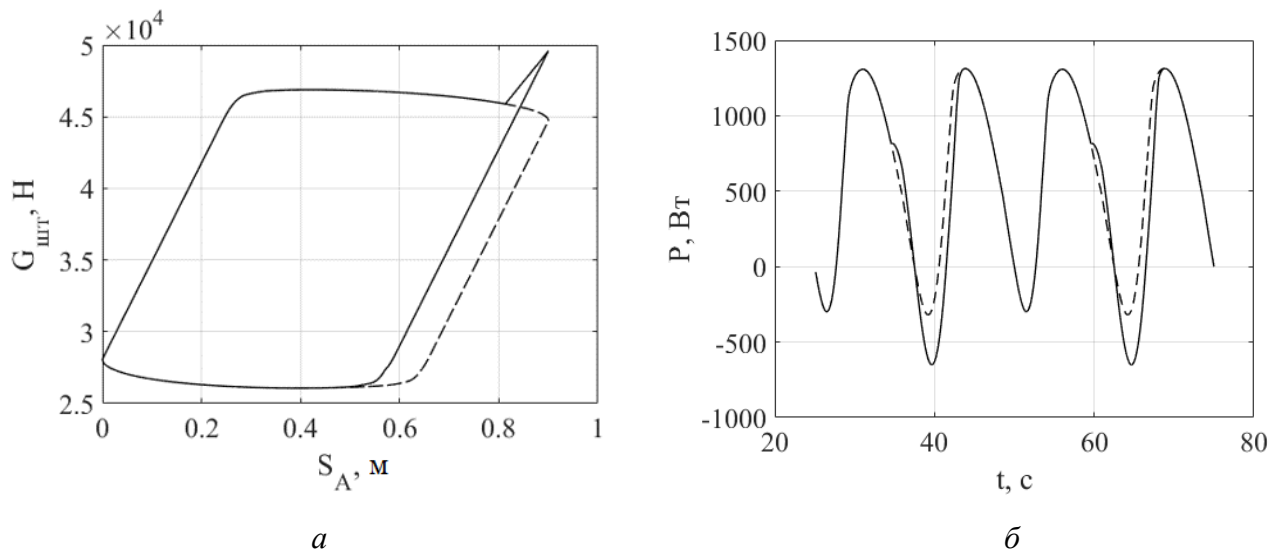


Рисунок 3.16 – Динамограммы (а) и ваттметрограммы (б), полученные с помощью имитационной модели (сплошная линия – удар плунжера о верхнюю ограничительную гайку вставного насоса, пунктирная линия – нормальная работа насоса)

3.2.5 Утечка в приемном или нагнетательном клапане

Утечки жидкости в приемной или нагнетательной части штангового глубинного насоса могут возникать вследствие образования большого зазора между плунжером и цилиндром, а также между седлом и шариком приемного и нагнетательного клапанов соответственно. Неполное закрытие клапанов обычно является следствием их сильного износа, осаждения парафинов или засорения песком [104]. В модели данные неисправности имитируются с помощью введения уравнения расхода жидкости через прямоугольную щель [55].

Утечка в приемном клапане характеризуется снижением скорости снятия нагрузки со штанг в процессе их хода вниз и увеличением скорости восприятия нагрузки при ходе штанг вверх. На ваттметрограмме эти неисправности отражаются соответствующим смещением t_{r1} и t_{r2} (рисунок 3.17). Утечка в нагнетательном клапане, напротив, характеризуется увеличением скорости снятия нагрузки со штанг в процессе их хода вниз и снижением скорости восприятия нагрузки при ходе штанг вверх. И если в случае с утечкой в приемном клапане смещение t_{r1} происходит влево, t_{r2} – вправо, то при утечке в нагнетательной части наблюдается зеркальный процесс (рисунок 3.18).

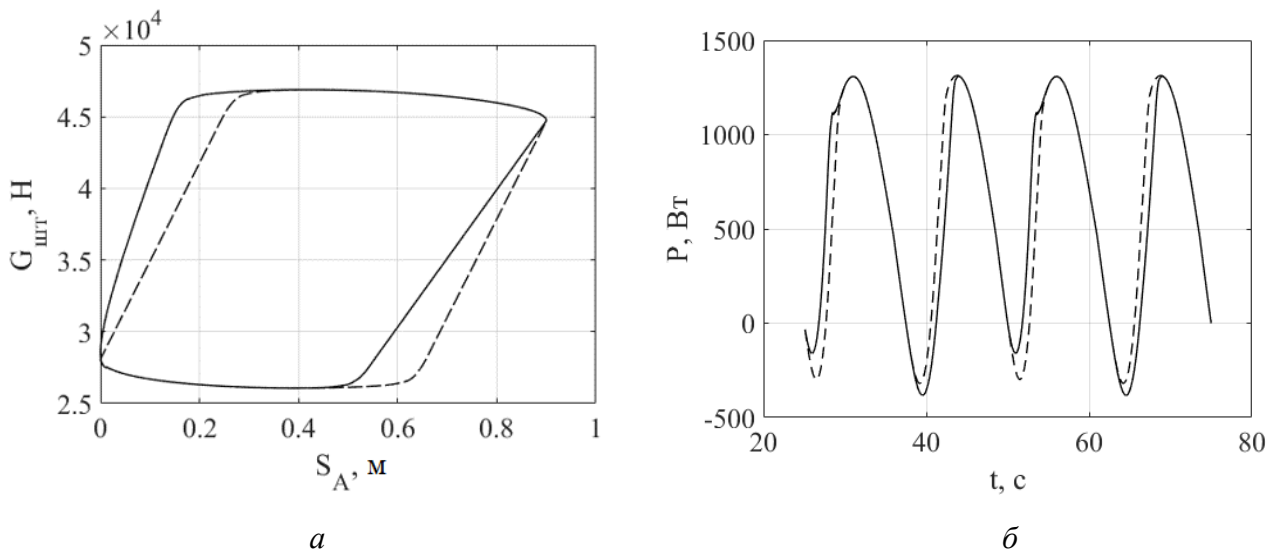


Рисунок 3.17 – Динамограммы (а) и ваттметрограммы (б), полученные с помощью имитационной модели (сплошная линия – утечка в приемном клапане, пунктирная линия – нормальная работа насоса)

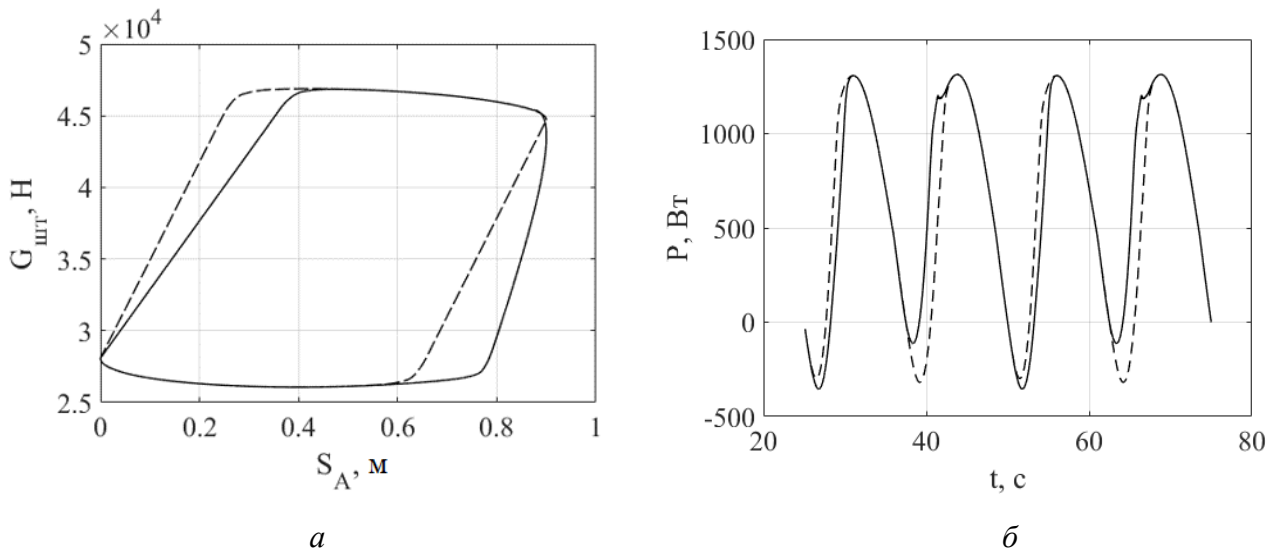


Рисунок 3.18 – Динамограммы (а) и ваттметрограммы (б), полученные с помощью имитационной модели (сплошная линия – утечка в нагнетательном клапане, пунктирная линия – нормальная работа насоса)

3.2.6 Изменение положения динамического уровня жидкости

Изменение положения динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины не является неисправностью штангового глубинного насоса, однако для реализации метода диагностики неисправностей необходимо, чтобы каждая из них имела характерные признаки на ваттметрограмме. На рисунках 3.19 и 3.20 показаны динамограммы и

соответствующие ваттметрограммы, полученные при эталонном значении динамического уровня для случаев его увеличения и снижения. Можно заметить, что при повышении динамического уровня наблюдается увеличение нагрузки при ходе штанг вверх, а также характерное смещение линии снятия нагрузки штанг при ходе полированного штока вниз. При снижении динамического уровня наблюдается обратный процесс. На ваттметрограмме увеличение динамического уровня характеризуется заметным увеличением площадей S_{m1} , S_{g2} и амплитуд A_{m1} , и A_{g2} . Смещение линии разгрузки штанг сопровождается смещением t_{r2} вправо.

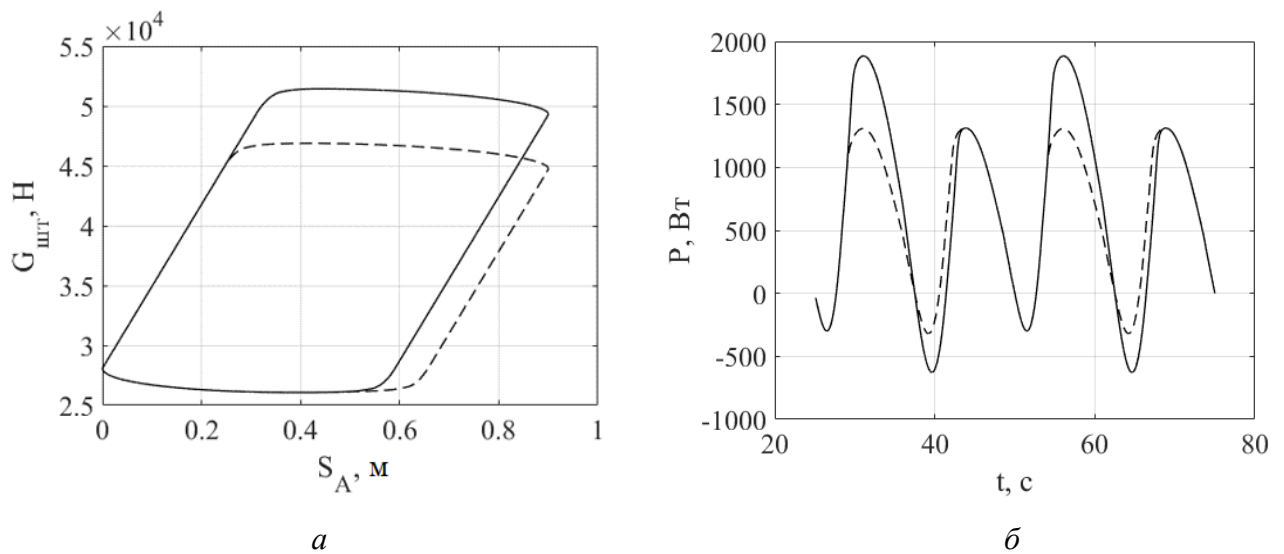


Рисунок 3.19 – Динамограммы (а) и ваттметрограммы (б), полученные с помощью имитационной модели (сплошная линия – увеличение динамического уровня, пунктирная линия – нормальная работа насоса)

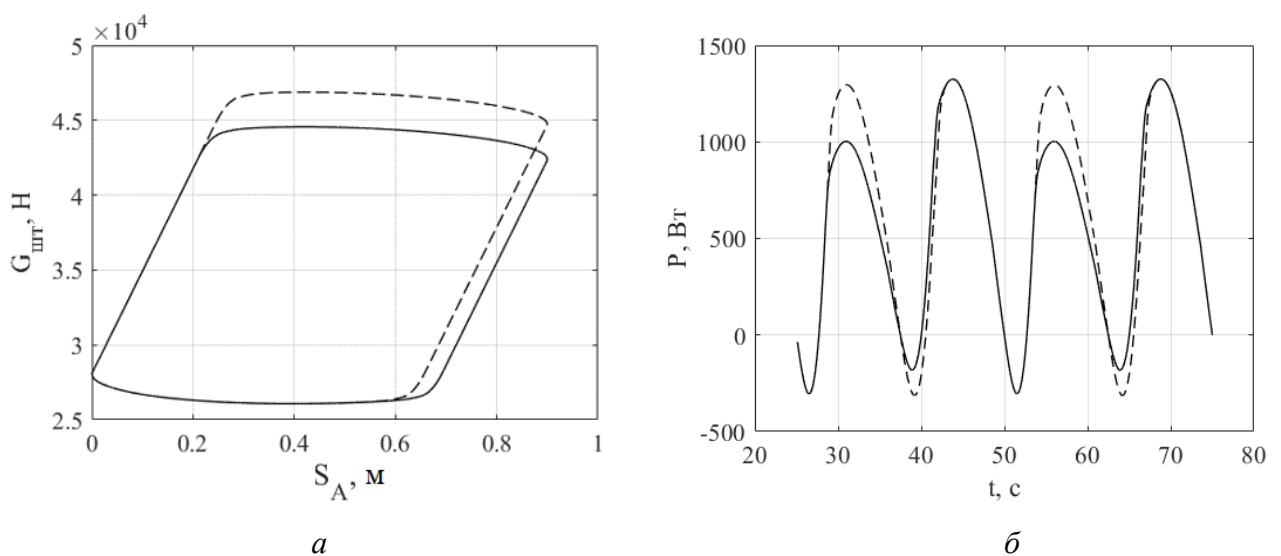


Рисунок 3.20 – Динамограммы (а) и ваттметрограммы (б), полученные с помощью имитационной модели (сплошная линия – снижение динамического уровня, пунктирная линия – нормальная работа насоса)

Представленные сигналы позволяют заметить следующие зависимости между формами ваттметрограмм и динамограмм:

- изменение нагрузки при ходе штанг вверх приводит к соответствующим изменениям потребляемой электроприводом мощности в полупериод $T^1_{1/2}$, соответствующий совершению полезной работы;
- изменение нагрузки при ходе штанг вниз приводит к обратным изменениям потребляемой электроприводом мощности в полупериод $T^2_{1/2}$, соответствующий совершению работы по подъему противовесов;
- смещение линии восприятия нагрузки штангами приводит к характерному смещению t_{r1} , смещение линии снятия нагрузки со штанг приводит к смещению t_{r2} .

3.3 Алгоритм диагностики неисправностей штангового глубинного насоса посредством обработки сигнала потребляемой электроприводом мощности

Проведенный анализ влияния различных неисправностей штангового глубинного насоса на форму сигнала ваттметрограммы позволил сформулировать алгоритм их диагностики.

В соответствии с алгоритмом регулирования подачи УШГН при переходе к стабилизации динамического уровня жидкости в течение длительного периода времени системой управления производится запись N периодов сигнала ваттметрограммы, ее разделение на периоды, усреднение по N выборкам и фильтрация. В памяти системы сохраняется эталонный сигнал, соответствующий нормальной работе ШГН. В процессе работы с заданной периодичностью запускается подпрограмма, реализующая метод диагностики неисправностей. Вначале записывается сигнал ваттметрограммы за N периодов, выполняется его усреднение и фильтрация. Затем производится выделение фронтов и спадов t_{r1} , t_{r2} , t_{f1} , t_{f2} , а также измерение амплитуд и площадей S_{m1} , S_{m2} , S_{g1} , S_{g2} , A_{m1} , A_{m2} , A_{g1} , A_{g2} эталонного и измеренного сигналов ваттметрограммы. Далее осуществляется сравнение соответствующих характеристик и формирование кода неисправностей.

Определение отклонения значений параметров $t_{r1}, t_{r2}, t_{f1}, t_{f2}, S_{m1}, S_{m2}, S_{g1}, S_{g2}, A_{m1}, A_{m2}, A_{g1}, A_{g2}$ от эталона осуществляется по следующим формулам:

$$\begin{aligned}
 r_1 &= \frac{t_{r1}^r - t_{r1}}{T} 100\%; & r_2 &= \frac{t_{r2}^r - t_{r2}}{T} 100\%; & f_1 &= \frac{t_{f1}^r - t_{f1}}{T} 100\%; \\
 f_2 &= \frac{t_{f2}^r - t_{f2}}{T} 100\%; & S_1 &= \frac{S_{g1}^r - S_{g1}}{S_{g1}^r} 100\%; & S_2 &= \frac{S_{m1}^r - S_{m1}}{S_{m1}^r} 100\%; \\
 S_3 &= \frac{S_{g2}^r - S_{g2}}{S_{g2}^r} 100\%; & S_4 &= \frac{S_{m2}^r - S_{m2}}{S_{m2}^r} 100\%; & A_1 &= \frac{A_{g1}^r - A_{g1}}{A_{g1}^r} 100\%; \\
 A_2 &= \frac{A_{m1}^r - A_{m1}}{A_{m1}^r} 100\%; & A_3 &= \frac{A_{g2}^r - A_{g2}}{A_{g2}^r} 100\%; & A_4 &= \frac{A_{m2}^r - A_{m2}}{A_{m2}^r} 100\%,
 \end{aligned}
 \tag{3.6}$$

где надстрочным индексом r обозначены значения эталонного сигнала, соответствующего нормальной работе штангового насоса.

Код неисправностей формируется из четырех частей (рисунок 3.21).

η		f_2		η		f_2	
>0	<0	>0	<0	>0	<0	>0	<0
0	1	2	3	4	5	6	7
S_1		S_2		S_3		S_4	
>0	<0	>0	<0	>0	<0	>0	<0
0	1	2	3	4	5	6	7
A_1		A_2		A_3		A_4	
>0	<0	>0	<0	>0	<0	>0	<0
0	1	2	3	4	5	6	7

Рисунок 3.21 – Порядок формирования кода неисправности при реализации алгоритма диагностики

Вычисленные коэффициенты $r_1, f_1, r_2, f_2, S_1, S_2, S_3, S_4, A_1, A_2, A_3, A_4$ округляются до целых значений. Первая часть кода p_1 занимает 2 бит и является маркером возникновения аварии, в данном случае обрыва штанг и срыва подачи в результате влияния газа. При падении коэффициента $S_2 < -90\%$ устанавливается бит 1 и после расшифровки кода выводится сообщение о возникновении аварии «Обрыв штанг», в случае падения коэффициента $S_4 < -90\%$ устанавливается бит 2 и выводится сообщение «Срыв подачи».

Части кода p_2-p_4 занимают 8 бит каждая и формируются согласно схеме на рисунке 3.21. Каждый коэффициент занимает 2 бит, первый устанавливается в случае значения коэффициента >0 , второй – в случае <0 . Сформированный код сравнивается со значениями, сохраненными в памяти, и выводится соответствующая ему ошибка. В таблицах 3.2–3.5 представлены значения диагностических коэффициентов для случаев, описанных в подразделе 3.2, и коды соответствующих ошибок. Для иллюстрации разброса параметров данные приведены без округления. В таблице 3.6 приведены коды неисправностей.

Таблица 3.2 – Значения вычисленных коэффициентов для неисправностей

Неисправность	$S_2, \%$	$S_4, \%$
1. Обрыв штанг	-95	9
2. Срыв подачи	0	-93,8

Таблица 3.3 – Значения вычисленных коэффициентов для неисправностей

Неисправность	$r_1, \%$	$f_1, \%$	$r_2, \%$	$f_2, \%$
1. Попадание газа	0,0013	0,0209	-9,8559	0,0024
2. Образование эмульсии	0,0042	-1,3168	-0,0435	-1,4713
3. Запарафинивание	-0,2772	-2,0157	-0,2922	-2,2127
4. Удар о приемный клапан	-4,0965	-0,0038	-0,0000	-0,0130
5. Удар о верхнюю гайку	0,0013	-0,0086	-3,1968	-0,0040
6. Утечка в приемном клапане	3,4253	0,0242	-2,7854	-0,0039
7. Утечка в нагнетательном клапане	-2,6987	0,0158	5,2117	-0,0045
8. Увеличение динамического уровня	0,0403	-2,9110	-3,0000	-0,0041
9. Снижение динамического уровня	-0,1042	2,4935	1,6319	-0,0046

Таблица 3.4 – Значения вычисленных коэффициентов для неисправностей

Неисправность	$S_1, \%$	$S_2, \%$	$S_3, \%$	$S_4, \%$
1. Попадание газа	-0,0014	-0,0491	-55,4674	83,7941
2. Образование эмульсии	-1,5397	-19,3567	-1,2564	-18,8899
3. Запарафинивание	-4,4833	-27,8088	-3,5978	-26,9688
4. Удар о приемный клапан	-42,7450	17,2910	0,0001	-10,7912
5. Удар о верхнюю гайку	-0,0015	-4,7368	-32,5891	15,8131
6. Утечка в приемном клапане	46,2030	-11,6935	-19,2614	22,1190
7. Утечка в нагнетательном клапане	-18,8234	16,5710	72,4933	-18,5292
8. Увеличение динамического уровня	-0,0015	-43,3788	-30,7303	14,5991
9. Снижение динамического уровня	-0,0017	67,6675	16,7532	-6,4434

Таблица 3.5 – Значения вычисленных коэффициентов для неисправностей

Неисправность	$A_1, \%$	$A_2, \%$	$A_3, \%$	$A_4, \%$
1. Попадание газа	-0,0033	-0,0547	-36,1586	8,9217
2. Образование эмульсии	-2,2241	-21,3176	-5,6790	-19,7922
3. Запарафинивание	-5,2845	-30,5870	-4,0906	-28,2733
4. Удар о приемный клапан	-38,0406	-1,4772	-0,0011	-0,0615
5. Удар о верхнюю гайку	-0,0033	-0,0547	-29,2996	0,1094
6. Утечка в приемном клапане	21,7043	-0,0560	-7,3328	0,5104
7. Утечка в нагнетательном клапане	-6,6459	0,0727	34,7620	-0,0556
8. Увеличение динамического уровня	-0,0033	-41,0915	-27,8062	0,0743
9. Снижение динамического уровня	-0,0033	55,7199	19,9378	-0,0538

Таблица 3.6 – Значения кодов неисправностей

Неисправность	p_2	p_3	p_4
1. Попадание газа	4	6	6
2. Образование эмульсии	17	17	85
3. Запарафинивание	17	17	85
4. Удар о приемный клапан	64	96	64
5. Удар о верхнюю гайку	20	22	4
6. Утечка в приемном клапане	132	150	132
7. Утечка в нагнетательном клапане	72	105	72
8. Увеличение динамического уровня	20	22	20
9. Снижение динамического уровня	40	41	40

Поскольку в определенных параметрах оборудования при полностью сбалансированном СК на ваттметрограмме может не наблюдаться область перехода АД в генераторный режим S_{g1}, S_{g2} , то сигналы эталонной и измеренной ваттметрограмм смещаются вниз по оси мощности на величину A_{m1}^r .

Алгоритм поиска неисправностей ШГН представлен на рисунке 3.22.

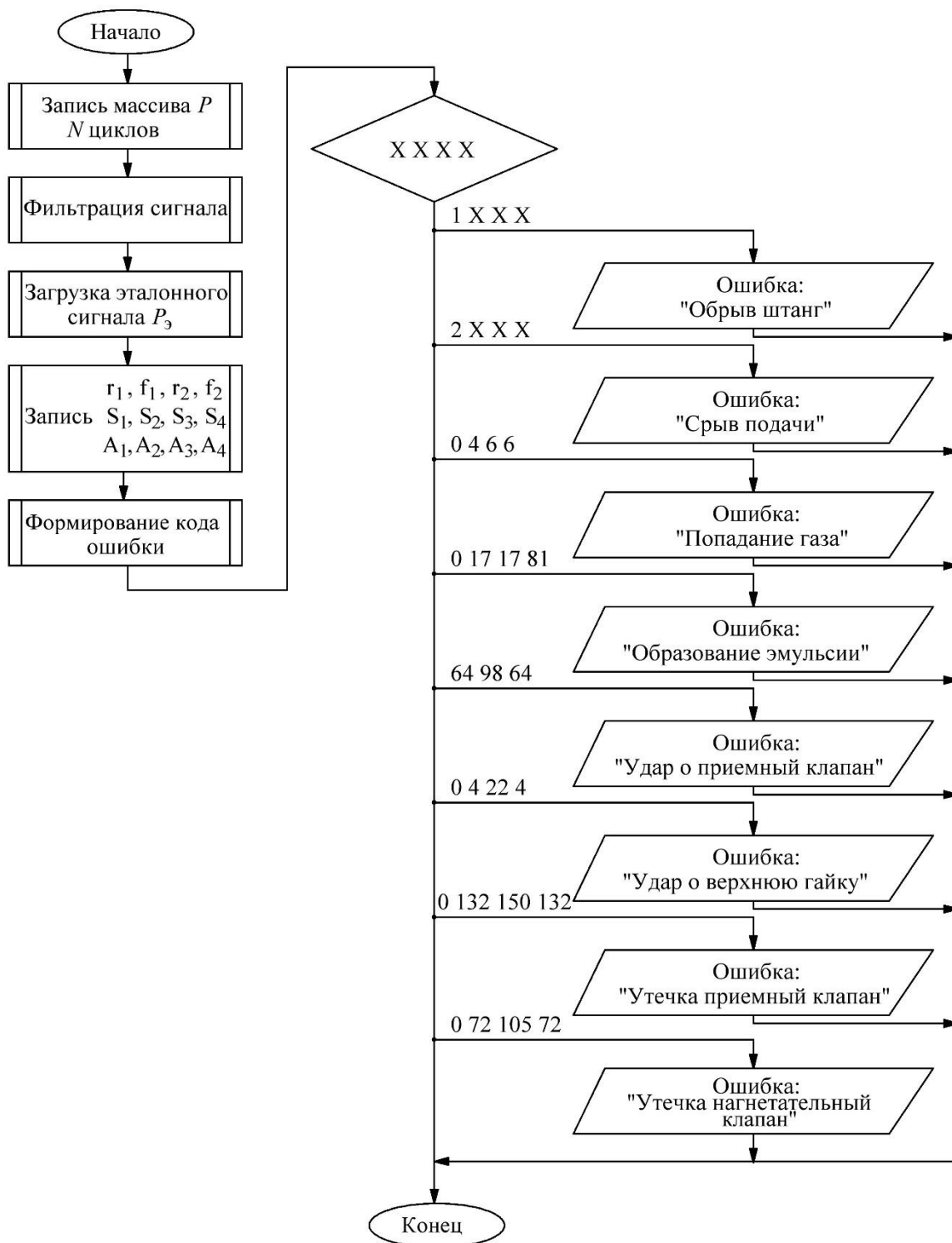


Рисунок 3.22 – Алгоритм поиска неисправностей ШГН

3.4 Основные выводы по разделу 3

1. Разработанный метод регулирования подачи УШГН, основанный на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины посредством анализа сигнала потребляемой

электроприводом мощности, позволяет производить регулирование динамического уровня на основании анализа сигнала ваттметрограммы без необходимости реализации в системе управления сложных математических моделей объекта управления и осуществлять быструю настройку системы под конкретный объект управления. Откачивание скважинной жидкости происходит на максимально возможной скорости для конкретной скважины и установки штангового глубинного насоса при минимальном вредном влиянии растворенного в нефти газа, что обеспечивает высокий суточный дебит скважинной жидкости. Также метод позволяет автоматически выводить установку на оптимальный режим работы без участия оператора, что повышает уровень автоматизации нефтедобычи.

2. Полученные сигналы ваттметрограмм и динамограмм нормальной работы и работы штангового глубинного насоса с различными неисправностями позволили выполнить анализ влияния неисправностей на форму сигнала ваттметрограммы и провести аналогию между сигналами ваттметрограмм и динамограмм.

3. Предлагаемый метод диагностики позволяет выявить следующие неисправности работы штангового глубинного насоса: обрыв и отворот штанг, попадание газа в цилиндр насоса, образование эмульсии, запарафинивание, удар плунжера о приемный клапан, удар плунжера о верхнюю ограничительную гайку вставного насоса, утечку в приемном клапане, утечку в нагнетательном клапане.

4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ШТАНГОВЫМ ГЛУБИННЫМ НАСОСОМ

В разделе приводятся экспериментальные исследования разработанных метода регулирования подачи УШГН, основанного на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины, и метода диагностики неисправностей штангового глубинного насоса посредством обработки сигнала потребляемой электроприводом мощности.

4.1 Экспериментальное исследование метода регулирования подачи УШГН, основанного на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины, с помощью имитационной модели

Одной из современных тенденций является применение модельно ориентированного подхода (МОП) (modelbased design approach) при проектировании сложных технических систем. Используя МОП, можно одновременно решать несколько основных проблем, с которыми сталкиваются разработчики при создании новых алгоритмов и методов управления и диагностики УШГН [105].

Во-первых, системный подход при разработке модели объекта управления дает возможность описать каждый узел как отдельный функциональный модуль. При разработке алгоритмов управления такая модель позволяет определить взаимное влияние различных параметров объекта и оценить реакцию объекта на изменение управляющего воздействия.

Во-вторых, при МОП можно тестировать разработанные алгоритмы на начальных этапах. Это важно, так как основной проблемой разработки систем управления УШГН является сложность проведения натуральных экспериментов в связи со значительной удаленностью месторождений от населенных пунктов, необходимостью получения доступа к объекту и т.д.

Несмотря на сложность реализации модели объекта управления в системе управления, этот подход применяется и позволяет осуществлять управление различными технологическими параметрами «по модели».

На рисунке 4.1 представлены основные этапы МОП [106].

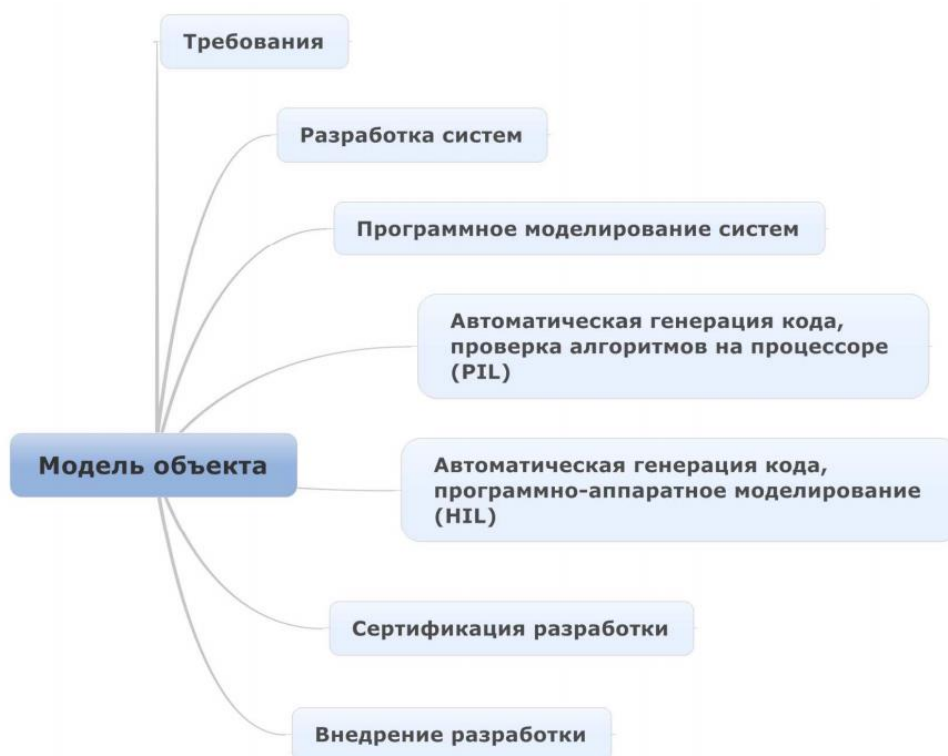


Рисунок 4.1 – Этапы модельно ориентированного проектирования

На начальном этапе разработки метода регулирования подачи производился анализ требований и существующих подходов, необходимых для его создания. Далее разрабатывались имитационные модели объекта управления и системы управления. Следующие четыре этапа включают тестирование модели системы управления с последующей оптимизацией алгоритма и программного кода. Тестирование на базе модельно ориентированного проектирования производится по принципу «устройство в контуре» и включает 4 этапа [107–110]:

- Model-in-the-loop (MiL) – «модель в контуре», в качестве системы управления выступает ее имитационная модель, реализующая законы управления, в качестве объекта управления используется его имитационная модель, тестирование производится в режиме симуляции;

- Software-in-the-loop (SiL) – «программа в контуре», имитационная модель преобразуется в С-код с учетом особенностей целевой платформы (преобразование может выполняться как вручную, так и с помощью пакетов, обеспечивающих автоматическую генерацию кода), в качестве объекта управления также используется его имитационная модель, тестирование производится в режиме симуляции;
- Processor-in-the-loop (PiL) – «процессор в контуре», скомпилированный и отлаженный на этапе SiL С-код загружается на целевой процессор, обмен данными между процессором и имитационной моделью объекта управления происходит посредством выбранного интерфейса, тестирование производится в режиме симуляции;
- Hardware-in-the-loop (HiL) – «железо в контуре», реализация готовой системы управления объектом, в качестве объекта управления обычно выступают различные стенды испытаний, имитаторы объектов управления или «машины реального времени», позволяющие реализовывать модель объекта управления [111], тестирование производится в режиме реального времени.

Последующие этапы содержат проведение промышленных испытаний, сертификацию и внедрение готового устройства.

Для тестирования разработанных алгоритмов в среде MATLAB/Simulink была реализована модель объекта управления, представленная в разделе 2, а также модель системы управления, реализующая описанные в разделе 3 алгоритмы.

На рисунке 4.2 представлены зависимости различных параметров от времени, полученные с помощью разработанной имитационной модели при разомкнутой петле обратной связи без реализации алгоритма управления. На рисунке 4.2,*a* начальное положение динамического уровня соответствует статическому уровню, давление на забое равно пластовому, соответственно скорость притока равна нулю, система находится в равновесии. При откачивании жидкости с некоторой постоянной скоростью происходит снижение забойного давления вследствие увеличения динамического уровня жидкости, что ведет к росту скорости притока.

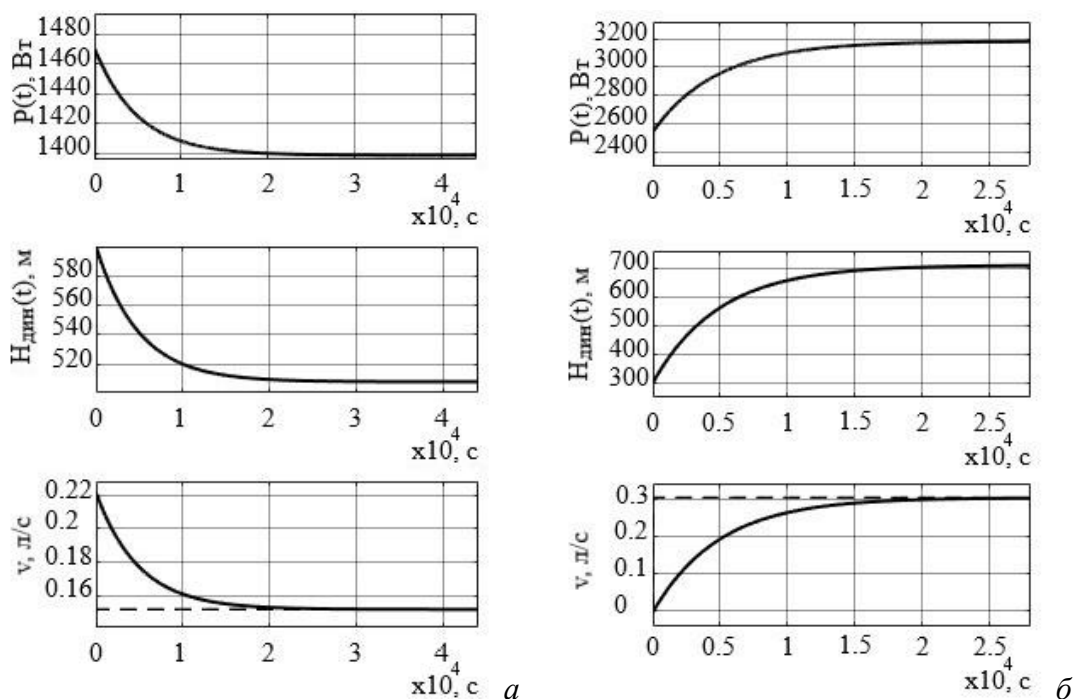


Рисунок 4.2 – Зависимости средней за период качания балансира потребляемой приводом УШГН мощности $P(t)$, динамического уровня $H_{\text{дин}}(t)$ и скоростей $v(t)$ притока (сплошная линия) и откачивания скважинной жидкости

Зависимости, приведенные на рисунке 4.2,б, иллюстрируют ситуацию, когда скорость откачивания скважинной жидкости несколько меньше скорости притока, что ведет к уменьшению динамического уровня и соответствующему снижению скорости притока и дебита скважины. Представленные зависимости подтверждают вывод, что подсистема «продуктивный пласт – скважина» является самоорганизующейся, поскольку при несоответствии скорости притока скорости откачивания происходит изменение динамического уровня, приводящее к изменению забойного давления. Спустя некоторое время происходит естественное выравнивание этих скоростей. Однако новое установившееся значение динамического уровня может отличаться от оптимального, что чревато негативными последствиями. При снижении динамического уровня уменьшается значение перепада давления ΔP , что приводит к искусственному занижению дебита скважины. Данные зависимости подтверждают возможность тестирования разработанного метода с помощью модели, основанной на схеме, представленной на рисунке 2.1.

Проверка предлагаемого метода регулирования подачи УШГН проводилась с помощью имитационной модели, описывающей объект управления (рисунок 4.3) в режиме MiL. Реализация осуществлялась с использованием среды программирования MATLAB/Simulink. Для подтверждения работоспособности метода выполнено моделирование при различных параметрах оборудования и пласта (таблицы 4.1 – 4.3).

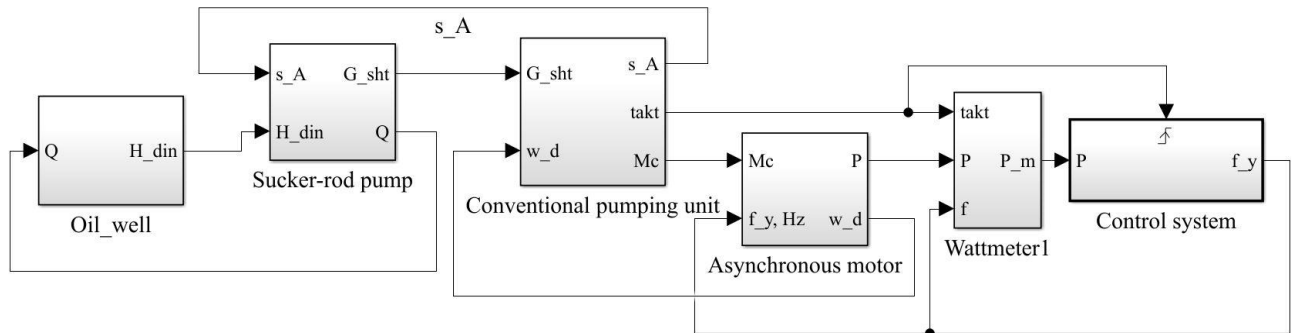


Рисунок 4.3 – Имитационные модели объекта управления, включающего скважину и пласт (Oil Well), штанговый глубинный насос (Sucker-rod pump), станок-качалку (Conventional pumping unit), электродвигатель (Asynchronous Motor) и системы управления (Control system)

Таблица 4.1 – Параметры оборудования при глубине спуска 1000 м

Величина	Значение	Величина	Значение
Модель ШГН	20-175 ТНМ	Модель двигателя	4А180S4УЗ
Модель СК	ПШГНТ 8-3-5500	Тип редуктора	ПШГН.10.000
E , Па	$2 \cdot 10^{11}$	$d_{ш}$, мм	20
$\rho_{ж}$, кг/м ³	968	$H_{дин}$, м	800
$\rho_{ст}$, кг/м ³	7800	$H_{ш}$, м	1000
$\mu_{ж}$, Па/с	10^{-3}	n , мин ⁻¹	2–8,5
P_y , МПа	4	Δ , мкм	188
P_3 , МПа	1	$L_{шт}$, м	3

Таблица 4.2 – Параметры оборудования при глубине спуска 1800 м

Величина	Значение	Величина	Значение
Модель ШГН	25-125 РН	Модель двигателя	4А200М4УЗ
Модель СК	ПШГНТ 12-3-5500	Тип редуктора	ПШГН.10.000
E , Па	$2,2 \cdot 10^{11}$	$d_{ш}$, мм	22
$\rho_{ж}$, кг/м ³	880	$H_{дин}$, м	1270
$\rho_{ст}$, кг/м ³	7800	$H_{ш}$, м	1800
$\mu_{ж}$, Па/с	10^{-3}	n , мин ⁻¹	3–8,5
P_y , МПа	1,2	Δ , мкм	188
P_3 , МПа	0,5	$L_{шт}$, м	1,8

Таблица 4.3 – Параметры оборудования при глубине спуска 805 м

Величина	Значение	Величина	Значение
Модель ШГН	30-225- RH	Модель двигателя	ПШГН.10.000
Модель СК	ПШГНТ 8-3-5500	Тип редуктора	ПШГН.10.000
E , Па	$2,2 \cdot 10^{11}$	$d_{ш}$, мм	21
$\rho_{ж}$, кг/м ³	900	$H_{дин}$, м	680
$\rho_{ст}$, кг/м ³	7800	$H_{ш}$, м	805
$\mu_{ж}$, Па/с	10^{-3}	n , мин ⁻¹	2–8,5
P_y , МПа	1,3	Δ , мкм	188
P_3 , МПа	0,5	$L_{шт}$, м	2

На рисунке 4.4 представлены зависимости средней за период потребляемой мощности P , динамического уровня и частоты вращения вала двигателя, скоростей притока и откачивания от времени, полученные при тестировании разработанного метода (параметры модели приведены в таблице 4.1). Полный процесс управления отражен на рисунке 4.4,а. В начальный момент времени откачивание производится со статического уровня жидкости 600 м. Оптимальным уровнем жидкости для данной модели является отметка 800 м, $\varepsilon=0,5$ Гц, $N=20$, $M=400$. Срабатывание системы управления по признаку неполного заполнения насоса происходит на отметке 801 м, что соответствует 95 % заполнению цилиндра насоса. Уменьшение потребляемой мощности хорошо заметно на графике $P(t)$ (рисунок 4.4,б). На рисунке 4.4,в представлен процесс накопления жидкости и работа алгоритма грубого подбора скорости откачивания. Накопление жидкости происходит до отметки 777 м. В момент времени, равный 43,37 мин, система переходит к режиму подбора скорости откачивания скважинной жидкости, длительность подбора скорости составляет 18 мин. Можно заметить, что в течение этого времени скорость откачивания приближается к скорости притока, причем скорость притока также претерпевает небольшие изменения. Установившийся в результате регулирования динамический уровень жидкости равен 793 м. На рисунке 4.4,г представлен процесс вывода динамического уровня в точку оптимума. В процессе корректировки частоты трижды происходит увеличение частоты вращения на $\varepsilon=0,5$ Гц, после чего снова происходит срабатывание системы, обозначающее уменьшение коэффициента заполнения насоса. Зафиксированная частота вращения

вала двигателя составляет 40,75 Гц. Общее время настройки системы на оптимальный уровень и скорость откачивания составляет около 11 ч.

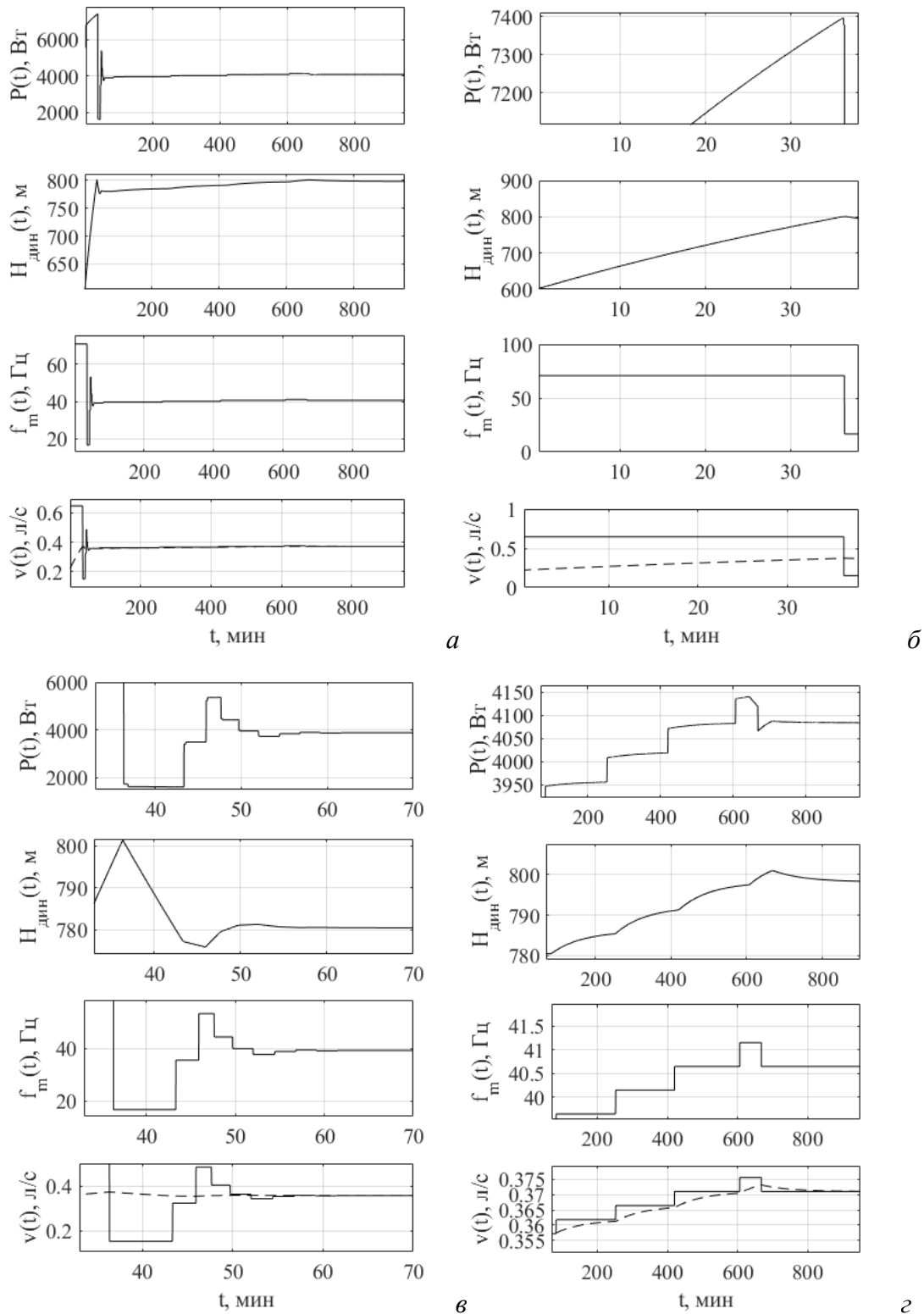


Рисунок 4.4 – Зависимости средней за период качания балансира потребляемой электроприводом УШГН мощности $P(t)$, динамического уровня $H_{\text{дин}}(t)$, частоты вращения вала двигателя $f_m(t)$ и скоростей $v(t)$ притока (пунктирная линия) и откачивания скважинной жидкости при глубине спуска 1000 м

На рисунке 4.5 представлен процесс регулирования динамического уровня жидкости для оборудования, параметры которого приведены в таблице 4.2. В этом случае пластовое давление достаточно низкое, а содержание газа в жидкости высокое. Откачивание начинается со статического уровня, равного 1561,5 м, срабатывание системы управления по неполному заполнению насоса вследствие влияния газа происходит на отметке $H_{\text{дин}}=1274$ м, накопление жидкости идет до уровня 1269,5 м, затем начинается выполнение алгоритма подбора скорости откачивания жидкости, соответствующей скорости притока, длительность периода настройки составляет 26,5 мин. Погрешность подбора скорости и количество выборок составляет, как и в предыдущем случае, $\varepsilon=0,5$ Гц, $N=20$, $M=400$. В процессе корректировки частоты дважды происходит увеличение частоты вращения на $\varepsilon=0,5$ Гц. Оптимальное установившееся значение динамического уровня составляет 1273,1 м, частота вращения вала двигателя – 38,8 Гц.

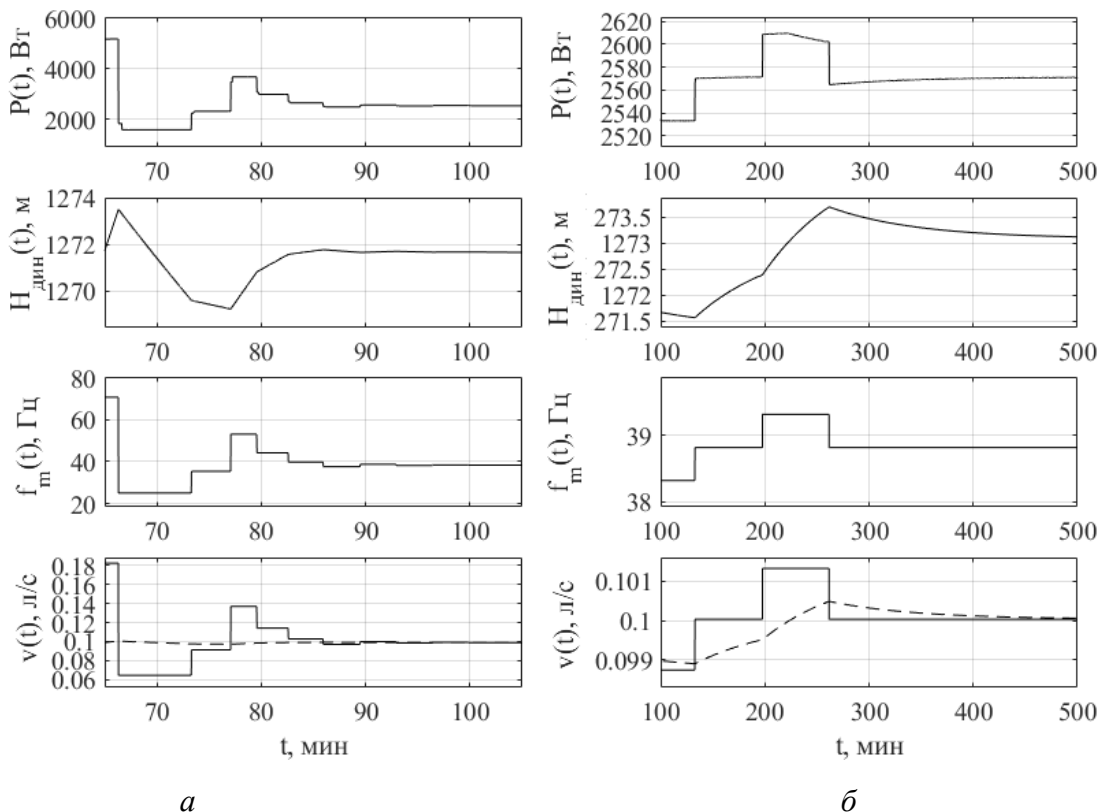


Рисунок 4.5 – Зависимости средней за период качания балансира потребляемой электроприводом УШГН мощности $P(t)$, динамического уровня $H_{\text{дин}}(t)$, частоты вращения вала двигателя $f_m(t)$ и скоростей $v(t)$ притока (пунктирная линия) и откачивания скважинной жидкости при глубине спуска 1800 м

Рассмотрим другой случай, когда вблизи приема насоса наблюдается высокая скорость притока скважинной жидкости (рисунок 4.6). Параметры оборудования, использованные при моделировании, представлены в таблице 4.3. Время вывода скважины на оптимальный режим работы составляет 42 ч, при этом в течение последних 40 ч система работает вблизи оптимальной рабочей точки.

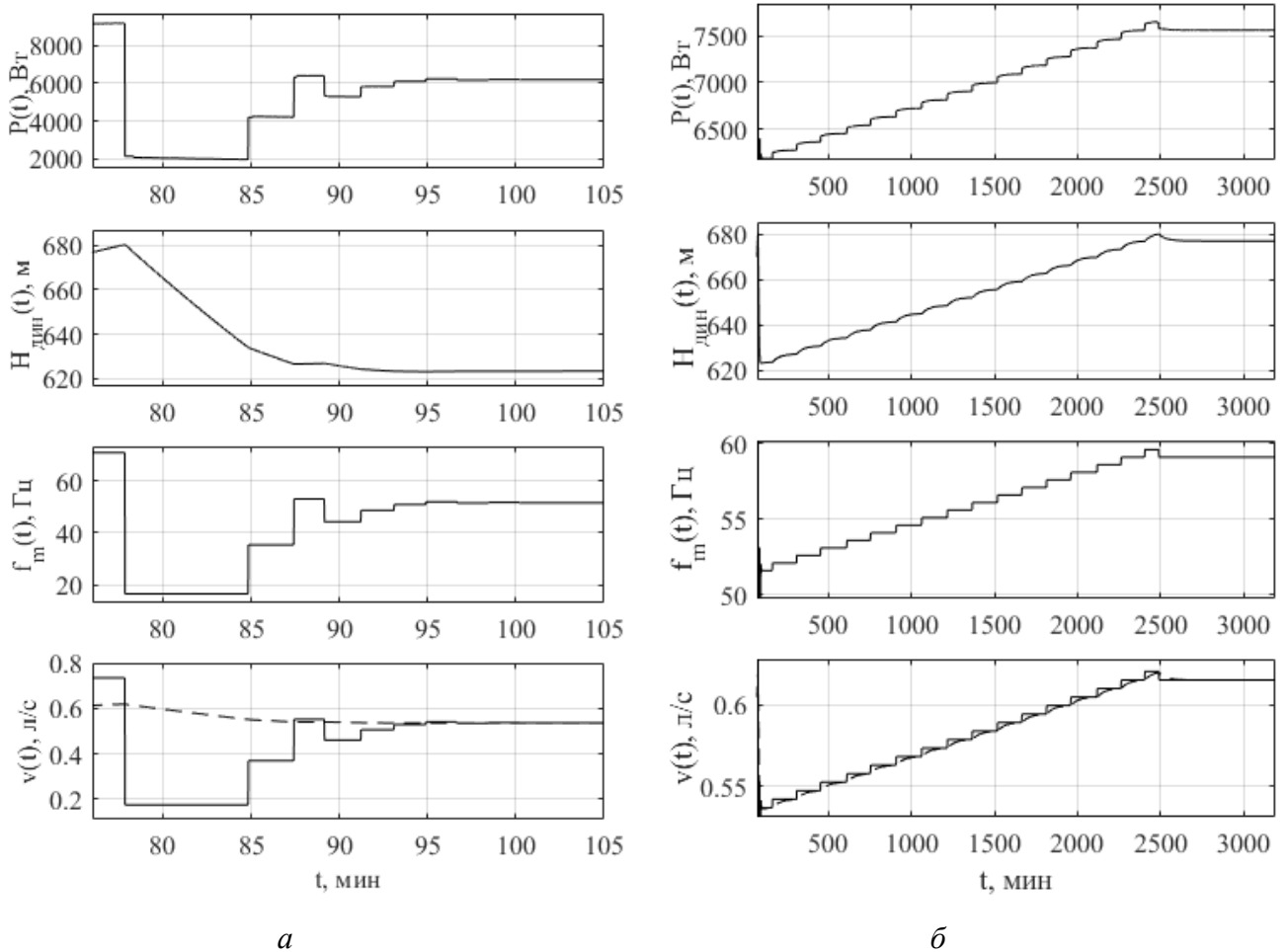


Рисунок 4.6 – Зависимости средней за период качания балансира потребляемой электроприводом УШГН мощности $P(t)$, динамического уровня $H_{\text{дин}}(t)$, частоты вращения вала двигателя $f_m(t)$ и скоростей $v(t)$ притока (пунктирная линия) и откачивания скважинной жидкости при глубине спуска 805 м

Исходя из результатов проведенных экспериментальных исследований разработанного метода регулирования подачи УШГН, основанного на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины, можно сделать следующие выводы:

- длительность выполнения всех алгоритмов вывода системы на оптимальный режим работы напрямую зависит от параметров скважины, оборудования и выбранных значений параметров ε , N , M . Для представленных в данном подразделе случаев время грубого подбора скорости откачивания скважинной жидкости не превышает 30 мин;
- процедура вывода системы в точку оптимума является наиболее длительным этапом регулирования. Количество итераций при подборе скорости напрямую зависит от скорости притока скважинной жидкости вблизи точки оптимума: чем она больше, тем больше значение параметра ΔH и тем сильнее установившееся в результате грубого подбора скорости значение динамического уровня жидкости отличается от оптимального;
- с помощью разработанной имитационной модели доказана работоспособность предложенного метода регулирования подачи УШГН. Значения параметров ε , N , M необходимо скорректировать при промысловых испытаниях системы управления.

4.2 Экспериментальные исследования метода диагностики неисправностей штангового глубинного насоса с помощью имитационной модели

Для подтверждения работоспособности метода диагностики неисправностей, представленного в разделе 3, было проведено моделирование неисправностей для различных параметров ШГН, кинематики механического привода и режимов работы оборудования. В таблицах 4.4–4.10 представлены коды ошибок, полученные при моделировании неисправностей для оборудования, параметры которого указаны в таблице 4.1, $\delta=100$ мкм, $\mu=0,8$ Па/с, моделирование выполнялось при различных частотах и длинах хода полированного штока. Полученные ваттметрограммы приведены на рисунках 4.7 и А.1–А.7 в приложении А.

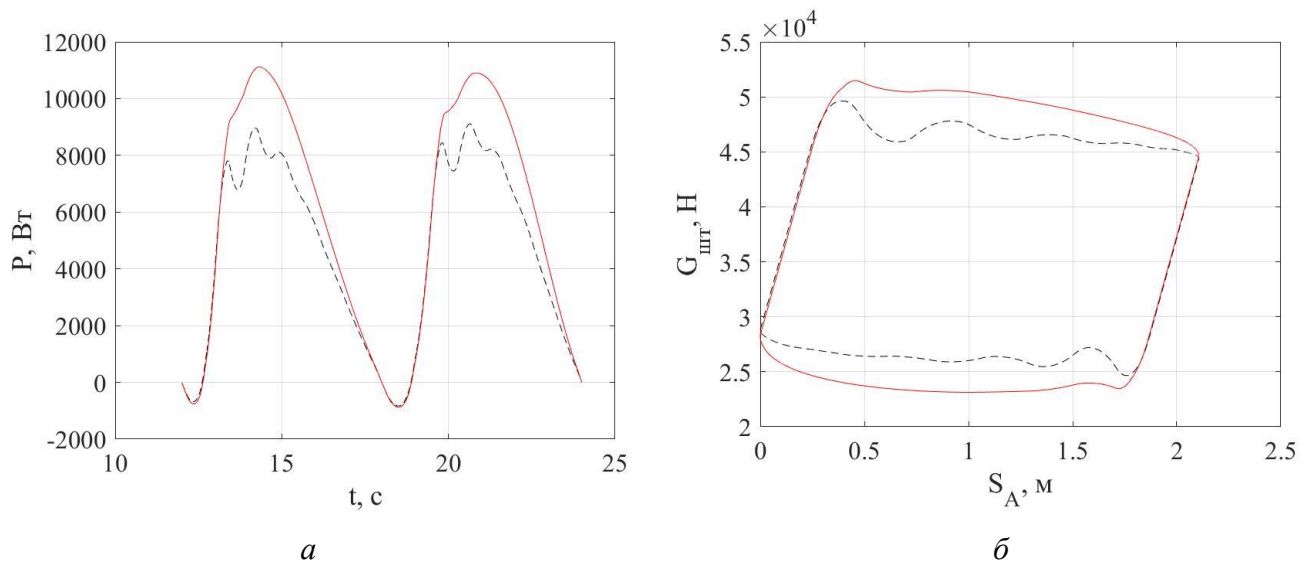


Рисунок 4.7 – Ваттметрограммы (б) и динамограммы (а), полученные с помощью имитационной модели (сплошная линия – образование эмульсии, пунктирная линия – нормальная работа насоса)

Таблица 4.4 – Коды ошибок, полученные при моделировании неисправности «Попадание газа»

n , мин ⁻¹	$L_{шт}$, м	Коэффициент заполнения насоса, %	p_2	p_3	p_4
2,4	0,9	95	4	6	4
		80	4	6	6
		50	4	6	6
	2,1	95	4	6	4
		80	4	6	5
		50	4	6	6
5	0,9	95	4	6	5
		80	4	6	5
		50	4	6	6
	2,1	95	4	6	5
		80	4	6	5
		50	4	6	6
8	0,9	95	4	6	6
		80	4	6	5
		50	4	6	70
	2,1	95	4	134	132
		80	4	134	165
		50	4	134	101

Таблица 4.5 – Коды ошибок, полученные при моделировании неисправности «Образование эмульсии»

$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{\text{шт}}, \text{м}$	p_2	p_3	p_4
2,4	0,9	17	85	85
	2,1	17	17	85
5	0,9	17	85	85
	2,1	17	85	85
8	0,9	153	85	85
	2,1	17	153	85

Таблица 4.6 – Коды ошибок, полученные при моделировании неисправности «Запарафинивание»

$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{\text{шт}}, \text{м}$	p_2	p_3	p_4
2,4	0,9	17	85	85
	2,1	17	17	85
5	0,9	17	85	85
	2,1	17	17	85
8	0,9	17	85	85
	2,1	17	153	85

Таблица 4.7 – Коды ошибок, полученные при моделировании неисправности «Удар о приемный клапан»

$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{\text{шт}}, \text{м}$	p_2	p_3	p_4
2,4	0,9	64	96	64
	2,1	64	96	64
5	0,9	64	96	80
	2,1	64	96	80
8	0,9	64	96	64
	2,1	64	104	84

Таблица 4.8 – Коды ошибок, полученные при моделировании неисправности «Удар о верхнюю гайку»

$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{\text{шт}}, \text{м}$	p_2	p_3	p_4
2,4	0,9	20	22	4
	2,1	20	22	4
5	0,9	20	22	5
	2,1	20	22	5
8	0,9	20	86	5
	2,1	20	150	132

Таблица 4.9 – Коды ошибок, полученные при моделировании неисправности «Утечка нагнетательный клапан»

n , мин ⁻¹	$L_{шт}$, м	Величина зазора	p_2	p_3	p_4
2,4	0,9	100	72	105	72
		200	72	105	72
	2,1	100	72	105	72
		200	72	105	72
5	0,9	100	72	105	90
		200	72	105	90
	2,1	100	72	105	74
		200	72	105	74
8	0,9	100	72	105	74
		200	72	105	106
	2,1	100	72	169	154
		200	72	169	154

Таблица 4.10 – Коды ошибок, полученные при моделировании неисправности «Утечка приемный клапан»

n , мин ⁻¹	$L_{шт}$, м	Величина зазора	p_2	p_3	p_4
2,4	0,9	100	132	150	132
		200	132	150	132
	2,1	100	132	150	132
		200	132	150	132
5	0,9	100	132	150	165
		200	132	150	165
	2,1	100	132	150	164
		200	132	150	164
8	0,9	100	132	150	164
		200	132	150	166
	2,1	100	132	150	170
		200	132	150	169

В таблицах 4.11–4.17 представлены коды ошибок, полученные при моделировании неисправностей для УШГН с большой глубиной спуска насоса (параметры оборудования приведены в таблице 4.2), $\delta=100$ мкм, $\mu=0,8$ Па/с. Моделирование проводилось при различных частотах и длинах хода полированного штока СК, полученные ваттметрограммы приведены на рисунках А.8–А.14 в приложении А.

Таблица 4.11 – Коды ошибок, полученные при моделировании неисправности «Попадание газа»

$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{шт}, \text{м}$	Коэффициент заполнения насоса, %	p_2	p_3	p_4
2	1,2	95	4	6	8
		80	4	6	10
		50	4	6	9
	3	95	4	6	10
		80	4	6	10
		50	4	6	9
3,5	1,2	95	4	134	154
		80	4	134	9
		50	4	134	153
	3	95	4	134	154
		80	4	134	9
		50	4	134	153

Таблица 4.12 – Коды ошибок, полученные при моделировании неисправности «Образование эмульсии»

$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{шт}, \text{м}$	p_2	p_3	p_4
2	1,2	17	85	85
	3	17	17	85
3,5	1,2	17	85	85
	3	17	85	85

Таблица 4.13 – Коды ошибок, полученные при моделировании неисправности «Запарафинивание»

$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{шт}, \text{м}$	p_2	p_3	p_4
2	1,2	17	85	85
	3	17	85	85
3,5	1,2	17	85	85
	3	17	17	85

Таблица 4.14 – Коды ошибок, полученные при моделировании неисправности «Удар о приемный клапан»

$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{шт}, \text{м}$	p_2	p_3	p_4
2	1,2	64	96	64
	3	64	96	64
3,5	1,2	64	150	80
	3	64	150	80

Таблица 4.15 – Коды ошибок, полученные при моделировании неисправности «Удар о верхнюю гайку»

$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{\text{шт}}, \text{м}$	p_2	p_3	p_4
2	1,2	p_2	p_3	p_4
	3	20	22	5
3,5	1,2	20	150	5
	3	20	150	132

Таблица 4.16 – Коды ошибок, полученные при моделировании неисправности «Утечка нагнетательный клапан»

$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{\text{шт}}, \text{м}$	Величина зазора	p_2	p_3	p_4
2	1,2	100	72	105	72
	3	100	72	105	74
3,5	1,2	100	72	105	90
	3	100	72	105	104

Таблица 4.17 – Коды ошибок, полученные при моделировании неисправности «Утечка приемный клапан»

$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{\text{шт}}, \text{м}$	Величина зазора	p_2	p_3	p_4
2	1,2	100	132	150	132
	3	100	132	150	132
3,5	1,2	100	132	150	165
	3	100	132	150	164

Большое влияние на расшифровку сигнала ваттметрограммы оказывают силы инерции, вследствие чего при различных параметрах оборудования и скорости откачивания одна и та же неисправность может иметь различные признаки. Однако определенные закономерности сохраняются. Исходя из этого, можно сделать вывод, что для определения неисправностей с помощью предложенного метода необходимо использование не одного универсального кода, а группы кодов. Проведенные экспериментальные исследования подтверждают работоспособность метода диагностики неисправностей штангового глубинного насоса.

4.3 Экспериментальные исследования метода регулирования подачи УШГН, основанного на поддержании оптимального динамического уровня посредством анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности, с помощью экспериментальной установки

В подразделе приведено описание экспериментальных исследований разработанного метода регулирования подачи УШГН с помощью стенда испытаний и экспериментального образца системы управления УШГН, разработанных совместно с предприятием АО «Энергонефтемаш» (г. Омск).

4.3.1 Описание экспериментального образца системы управления установкой штангового глубинного насоса

Электрическая принципиальная схема платы контроллера системы управления приведена на рисунке 4.8. Ядром платы контроллера является микросхема D2, представляющая собой 8-разрядный микроконтроллер ATmega64. Программирование микроконтроллера производится внешним программатором через разъем XP7 по интерфейсу SPI. Микроконтроллер обеспечивает автоматизированное управление электронными узлами контроллера и преобразователя частоты (ПЧ). Преобразователь частоты применяется в СУ УШГН для управления трехфазным асинхронным электроприводом станков-качалок нефтедобывающих скважин, обеспечения плавного пуска и регулирования частоты вращения электродвигателя. Напряжение, подаваемое на двигатель, зависит от частоты и подчиняется закону скалярного управления $U/f = \text{const}$. На сдвоенных оптотранзисторах VE1 – VE4 построен узел ввода дискретных сигналов. Узел обеспечивает питание постоянным напряжением 24 В и гальванически изолированный ввод восьми дискретных сигналов типа «сухой контакт» или открытый коллектор.

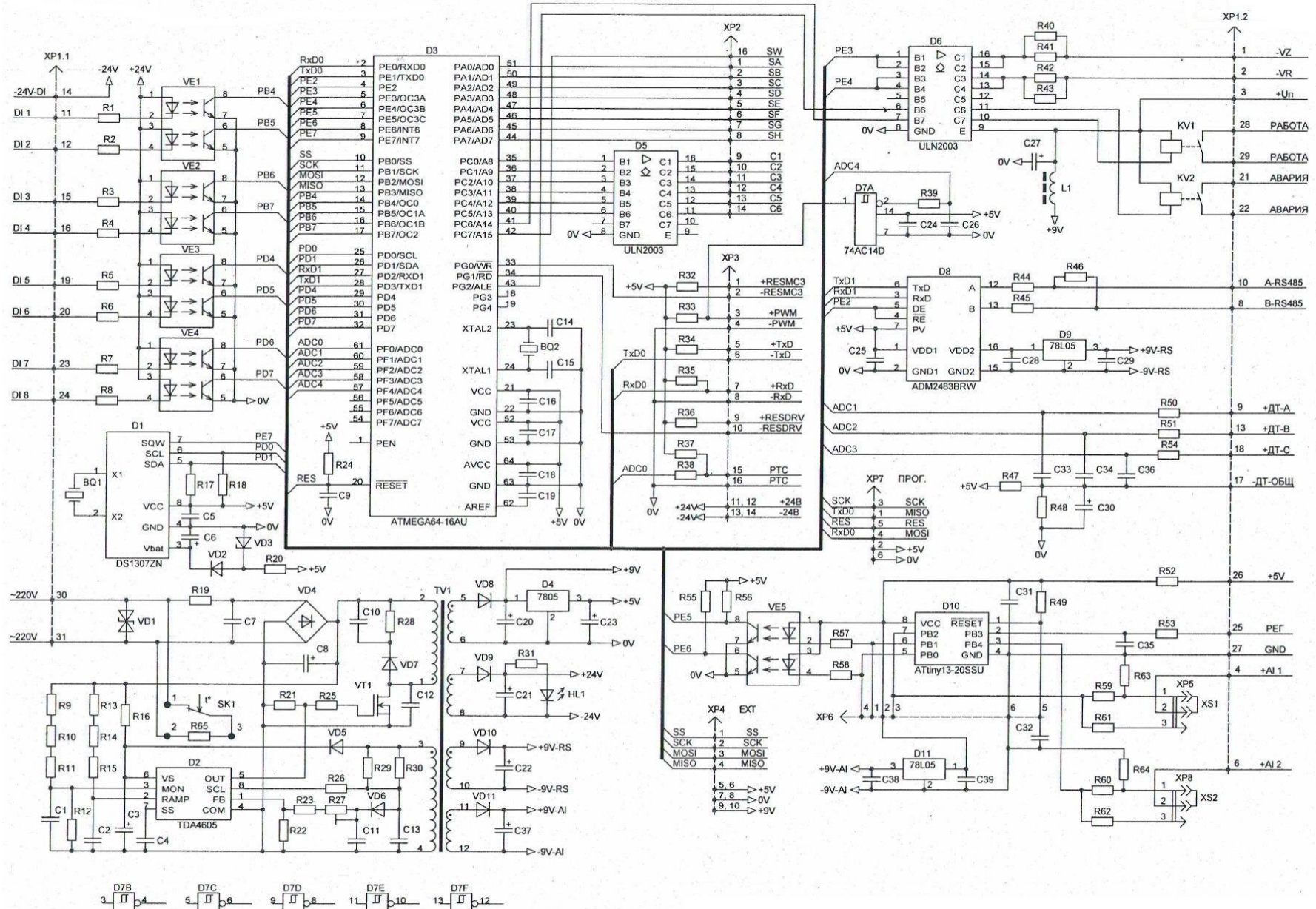


Рисунок 4.8 – Электрическая принципиальная схема платы контроллера системы управления УШГН

На микросхеме D1 собраны часы реального времени. Назначение часов – предоставление реального времени при регистрации событий в электронном архиве событий. Тактирование часов производит часовой кварцевый резонатор BQ1. При отсутствии питания ход часов в течение месяца обеспечивает ионистор C6 емкостью 1 Ф. Узел на элементах VE5, D10 и D11 представляет собой гальванически изолированный измеритель аналоговых сигналов AI1 и AI2, поступающих от соединителя XP1. Сигналы AI1 и AI2 внешние по отношению к системе и являются универсальными сигналами управления. Каждый из этих сигналов может быть настроен на ввод тока или напряжения джамперами XS1 и XS2. Положения джамперов 1–2 обеспечивают ввод токовых сигналов стандартных диапазонов 0–20 мА и 4–20 мА, а положения 2–3 – ввод сигналов напряжения в диапазонах 0–5 В и 0–10 В. Все три сигнала после нормирования поступают на измерительные входы аналого-цифрового преобразователя (АЦП) микроконтроллера D10 ATtiny13.

После измерения и цифровой фильтрации значения сигналов с микроконтроллера D10 передаются по цифровому последовательному каналу (через оптотранзисторы VE5) в микроконтроллер D2. Программирование микроконтроллера D10 производится внешним программатором через разъем XP6 по интерфейсу SPI. Измерения токов и напряжений выполняются с частотой 50 Гц.

Узел на элементах D6, R40–R43, KV1 и KV2 формирует сигналы управления оптотиристорами ПЧ: зарядным VZ и оптотиристорами силового выпрямителя VR.

На микросхемах D8 и D9 реализован гальванически изолированный интерфейс RS-485 для обеспечения работы СУ ШГН в системе верхнего уровня на месторождении.

На резисторах R47 и R48 реализован виртуальный ноль, напряжение которого по отношению к шине 0V равно половине питающего напряжения +5 В и относительно которого АЦП микроконтроллера производит измерение переменных напряжений, поступающих от датчиков тока ПЧ. Переменное напряжение смещается в положительную зону. Конденсатор C30 стабилизирует

точку нуля по переменному току. Фильтры R50C33, R51C34 и R54C36 очищают сигнал датчиков тока от высокочастотных помех.

4.3.2 Описание стенда испытаний системы управления УШГН

Стенд испытаний системы управления установкой штангового глубинного насоса предназначен для создания нагрузки на силовом выходе СУ УШГН, аналогичной нагрузке, создаваемой электроприводом реального станка-качалки. Структурно-функциональная схема стенда приведена на рисунке 4.9.

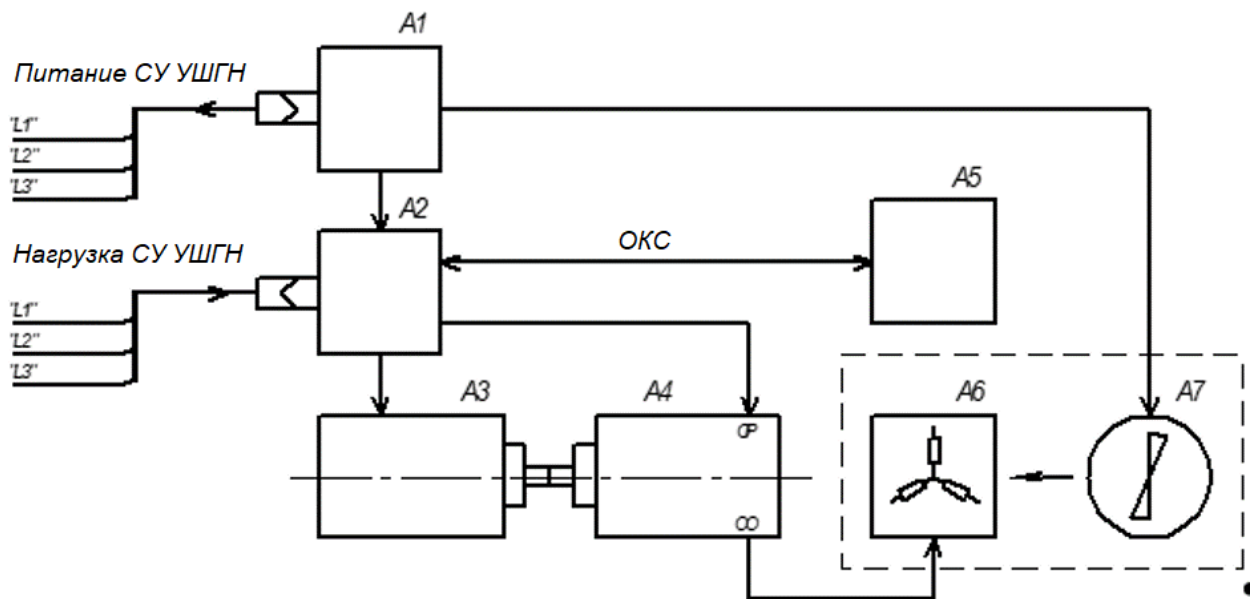


Рисунок 4.9 – Структурно-функциональная схема стенда испытаний СУ УШГН:
 A1 – щит электропитания; A2 – блок управления стендом БУ-НС; A3 – асинхронный электродвигатель; A4 – синхронный генератор; A5 – АРМ; A6 – блок нагрузки;
 A7 – электровентиль

Стенд испытаний содержит следующие функциональные блоки:

- щит электропитания;
- асинхронный электродвигатель;
- синхронный генератор;
- блок нагрузки с электровентильным.
- блок управления нагрузочным стендом (БУ-НС);
- удаленное автоматизированное рабочее место оператора (АРМ);

- оптоволоконный канал связи (ОКС) между блоком управления стендом и АРМ.

Щит электропитания обеспечивает силовое питание СУ УШГН трехфазным напряжением ~ 380 В, 50 Гц, а также питание блока управления стендом напряжением ~ 220 В, 50 Гц и электровентилятора блока нагрузки трехфазным напряжением ~ 380 В, 50 Гц.

Для вычисления мощности СУ, отдаваемой в нагрузку (асинхронный двигатель стенда), с учетом импульсного характера выходного напряжения СУ (ШИМ) необходимо получить мгновенные значения фазных токов и линейных напряжений, действующих на выходе СУ. Для этих целей используются датчики тока ТА1 – ТА3 (рисунок 4.10) и датчики напряжения U_A , U_B и U_C . Датчики тока представляют собой трансформаторы тока со встроенной резистивной нагрузкой, обеспечивающей чувствительность 8,9 мВ/А, с тороидальным магнитопроводом ГМ414 2-го класса фирмы «Гаммамет». Использование трансформаторов тока вместо токовых шунтов обусловлено простотой обеспечения изоляции измерительного выхода от силовых цепей. Выбор магнитопровода ГМ414 обусловлен его малыми потерями на перемагничивание и соответственно малыми амплитудными и фазовыми искажениями измерительного сигнала.

Управление нагрузкой СУ производится подачей токового сигнала на обмотку ротора (ОР) синхронного генератора стенда. Выбор токового способа управления обмоткой ротора диктуется необходимостью противодействия ЭДС самоиндукции, возникающей на ОР при протекании тока в основной обмотке.

АРМ обеспечивает управление работой стенда по ОКС. АРМ состоит из персонального компьютера с установленным программным обеспечением (ПО) и приемопередатчика ОКС. Оптоволоконный канал связи строится на базе многомодового оптоволоконного кабеля, обеспечивающего двунаправленную передачу данных между блоком управления стендом и АРМ, и имеет следующие характеристики:

- скорость передачи данных – 115 200 Бод;
- длину кабеля передачи данных – до 100 м.

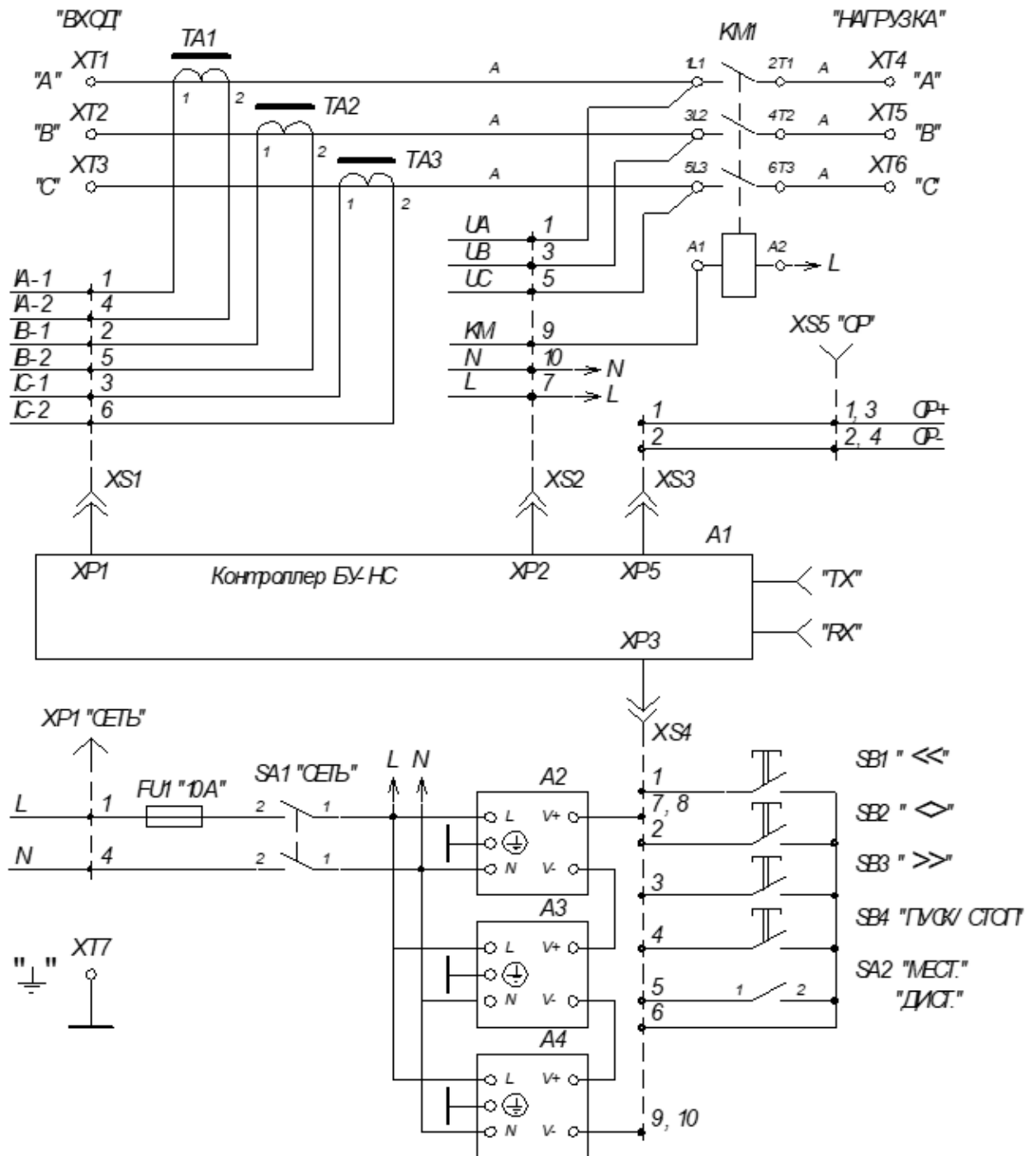


Рисунок 4.10 – Электрическая принципиальная схема БУ-НС

Стенд формирует нагрузку на выходе СУ ШГН в соответствии с заданным периодическим графиком нагрузки (профилем нагрузки). Профиль нагрузки может быть токовым или мощностным. Параметры токового и мощностного профилей нагрузки представлены в таблицах 4.18, 4.19.

Таблица 4.18 – Параметры токового профиля нагрузки

Параметр	Значение
----------	----------

Период повторения, с	4,0–60,0
Дискретность задания периода повторения, с	0,1
Диапазон задания тока по оси нагрузки, А	1,0–80,0
Дискретность задания тока по оси нагрузки, А	0,1
Дискретность задания тока по оси времени, с	0,1

Таблица 4.19 – Параметры мощностного профиля нагрузки

Параметр	Значение
Период повторения, с	4,0–60,0
Дискретность задания периода повторения, с	0,1
Диапазон задания мощности по оси нагрузки, кВт	0,0–30,0
Дискретность задания мощности по оси нагрузки, кВт	0,1
Дискретность задания мощности по оси времени, с	0,1

Асинхронный электродвигатель через сочлененный вал приводит в движение синхронный генератор, который, получая возбуждение обмотки ротора от блока управления стендом, генерирует трехфазное переменное напряжение на основной обмотке. Сгенерированная электроэнергия подается на блок нагрузки, где выделяется в виде тепла, которое удаляется электровентилятором через воздуховод.

Блок управления стендом выполняет следующие функции:

- подключение асинхронного электродвигателя к выходу СУ ШГН через контактор по команде оператора;
- измерение фазных токов и линейных напряжений на обмотках асинхронного электродвигателя (нагрузка СУ ШГН) и вычисление активной мощности, потребляемой стендом от СУ УШГН, по измеренным значениям фазных токов и линейных напряжений асинхронного электродвигателя;
- прием и передачу информационных сообщений через интерфейс ОКС по протоколу обмена MODBUS RTU;
- передачу в АРМ по ОКС измеренных значений токов, напряжений и активной мощности;
- прием от АРМ по ОКС команд на включение и отключение нагрузки, а также задание текущего тока нагрузки СУ УШГН при использовании токового

профиля нагрузки или текущей мощности при использовании мощностного профиля нагрузки;

- формирование управляющего воздействия на обмотку ротора синхронного генератора в виде напряжения постоянного тока в диапазоне от 0 до 48 В;

- автоматическое регулирование напряжения на обмотке ротора синхронного генератора для получения значений фазных токов в обмотках асинхронного электродвигателя, равных заданным;

- автоматическое регулирование напряжения на обмотке ротора синхронного генератора для получения значения мощности, потребляемой асинхронным электродвигателем, равного заданному.

4.3.3 Экспериментальные исследования метода регулирования подачи УШГН, основанного на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины

Следующими этапами тестирования согласно МОП являются Software-in-the-loop и Processor-in-the-loop. Они проводятся с целью проверки аппаратной реализуемости разработанного метода регулирования подачи УШГН.

Поскольку блок Wattmeter (см. рисунок 4.3) имитирует работу микросхемы D10 (см. рисунок 4.8), в его функционирование внесены изменения, позволяющие симулировать задержку сигнала, соответствующую времени работы АЦП. Вычисление значения мощности производится с частотой 100 Гц. Генерация С-кода осуществляется в автоматическом режиме с применением пакетов целевой поддержки Simulink и Embedded Coder. После отладки кода и модели выполняется загрузка кода на целевой процессор и симуляция в режиме PiL (рисунок 4.11) для моделей объектов управления, параметры которых представлены в таблице 4.1 (рисунок 4.12,*а*) и таблице 4.2 (рисунок 4.12,*б*).

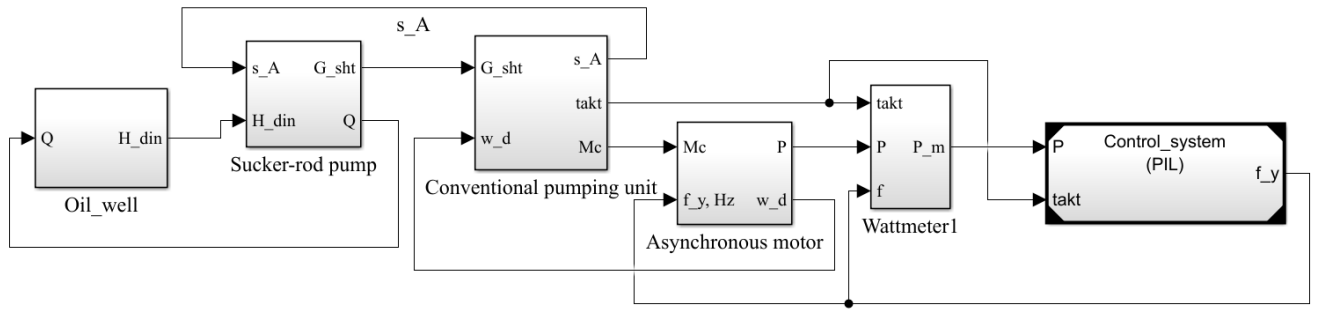
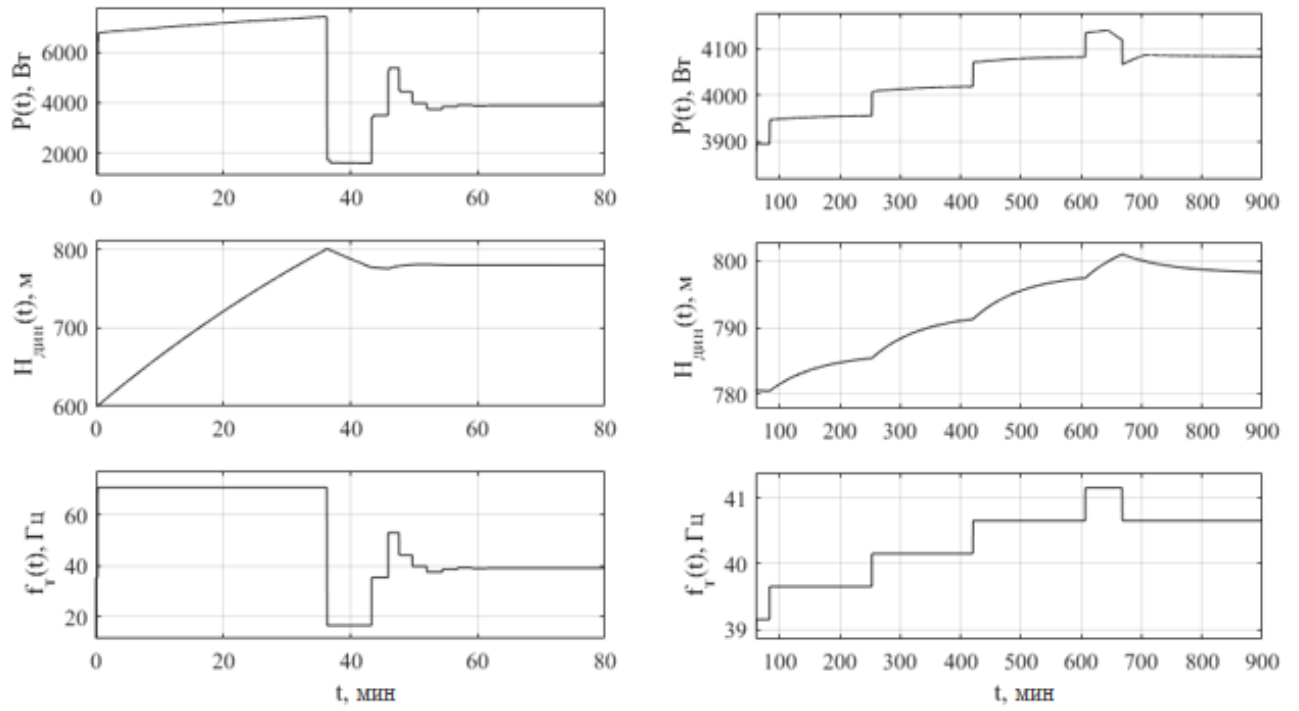


Рисунок 4.11 – Имитационная модель объекта управления с системой управления (Control system) при симуляции в режиме PiL

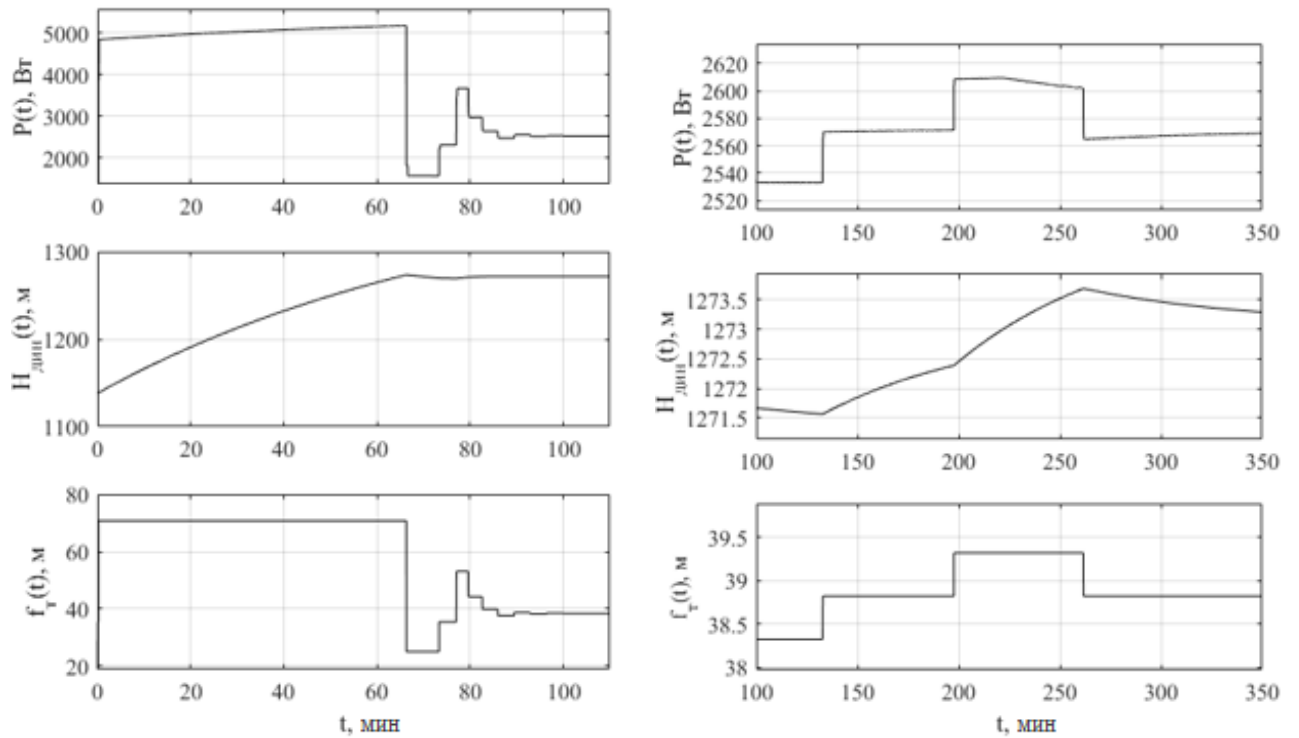
Таким образом, метод регулирования подачи УШГН, основанный на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины, реализован на аппаратной платформе и доказана его работоспособность.

Создание полноценного стенда испытаний, имитирующего работу системы «продуктивный пласт – скважина – УШГН» и позволяющего изменять параметры ее модели, является трудной задачей, которая требует больших финансовых вложений и может быть темой отдельного исследования. Используемый стенд имитирует работу объекта управления посредством воспроизведения профиля нагрузки, получаемого с помощью разработанной имитационной модели, поэтому тестирование системы управления в режиме HiL проводится при разомкнутой петле обратной связи, что позволяет проверить работоспособность отдельных узлов системы, а также этапов метода регулирования подачи УШГН.

Схема эксперимента представлена на рисунке 4.13. В экспериментальном образце СУ УШГН реализован алгоритм описанного в разделе 3 метода регулирования подачи. С помощью разработанной модели объекта управления генерируется сигнал ваттметрограммы, соответствующий работе объекта управления во время реализации одного из этапов метода регулирования. Из данного сигнала формируется профиль нагрузки в соответствии с параметрами, указанными в таблице 4.19.



а



б

Рисунок 4.12 – Зависимости средней за период качания балансира потребляемой электроприводом УШГН мощности $P(t)$, динамического уровня $H_{\text{дин}}(t)$ и частоты вращения вала двигателя $f_r(t)$, полученные в результате симуляции в режиме PiL

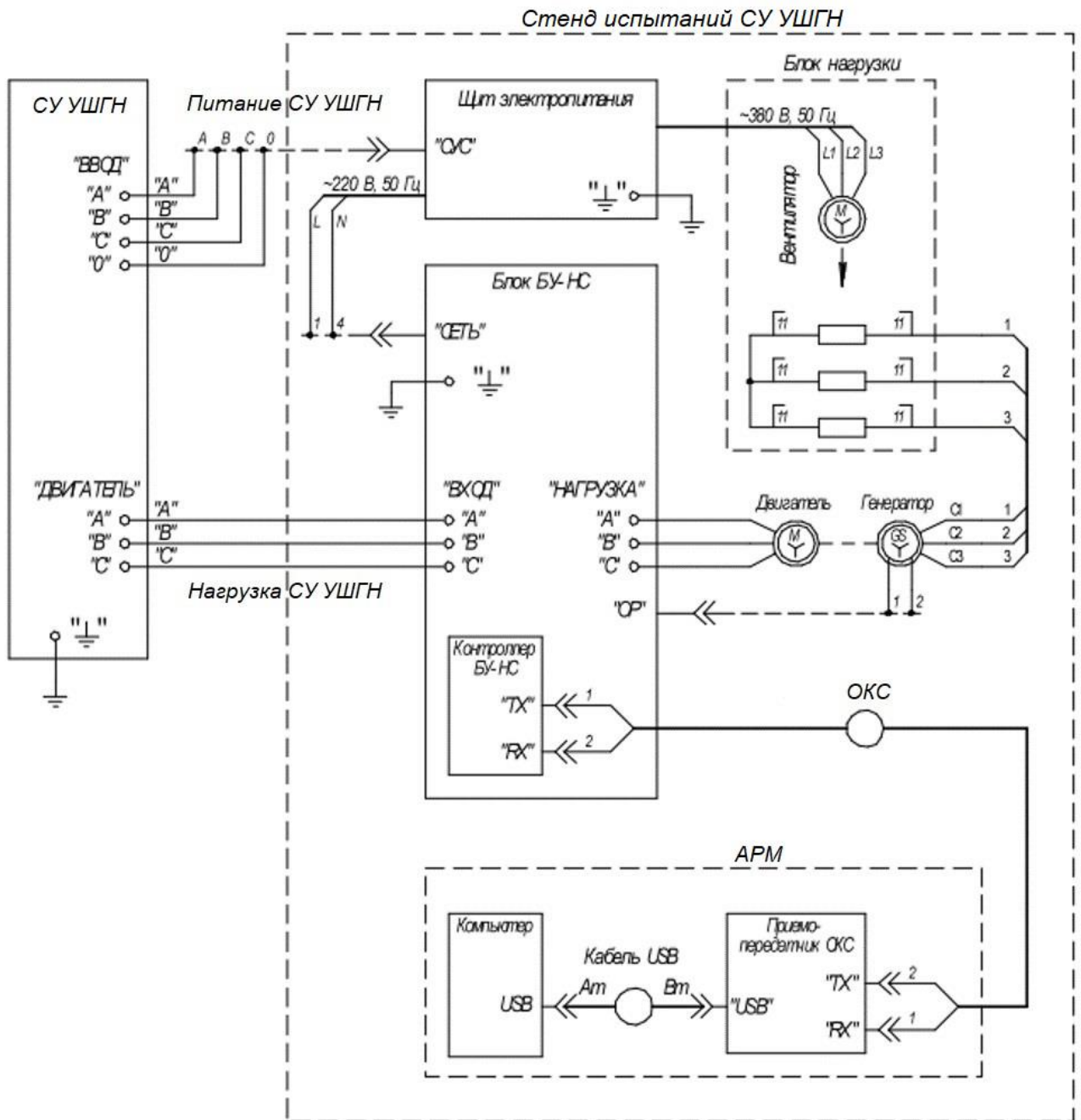


Рисунок 4.13 – Схема проведения эксперимента

Профиль нагрузки передается в автоматизированное рабочее место испытаний по ОКС в блок управления стендом БУ-НС. Блок управления нагрузочным стендом формирует управляющее воздействие на обмотке ротора «ОР» синхронного генератора в виде напряжения постоянного тока и производит измерение фазных токов и линейных напряжений на обмотках асинхронного электродвигателя (нагрузка СУ ШГН), а также активной мощности. Измеренные значения передаются в АРМ для отображения результатов эксперимента. Также

производится измерение нагрузки и вычисление потребляемой электродвигателем мощности в СУ УШГН для реализации метода регулирования. Нагрузка СУ УШГН формируется преобразователем частоты в зависимости от значения управляющего сигнала $f_y(t)$, генерируемого системой управления. Тестирование метода выполняется поэтапно:

- в модели устанавливаются значения сигналов f_y и $H_{\text{дин}}$, равные вычисленным на предыдущей итерации проверки, генерируется ваттметрограмма, соответствующая работе объекта при заданном значении динамического уровня и частоты сигнала управления;
- полученная ваттметрограмма преобразуется в профиль нагрузки и передается в АРМ;
- производится запуск экспериментальной установки, ожидается отклик системы управления (изменение значения управляющего сигнала f_y), фиксируется время отклика и значение управляющего сигнала;
- фиксируется значение $H_{\text{дин}}$, соответствующее времени срабатывания реальной системы управления.

Внешний вид экспериментального образца СУ УШГН и стенда испытаний представлен на рисунке 4.14. При проведении экспериментальных исследований в модели задаются параметры объекта управления, представленные в таблице 4.1.

Первый этап работы метода регулирования подачи УШГН, основанного на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины, заключается в поиске оптимального динамического уровня. Для этого система управления устанавливает на своем выходе управляющее воздействие, соответствующее максимальной частоте качания УШГН f_t , которая равна частоте вращения вала: $f_t = 71$ Гц. Эта величина подается на вход математической модели для генерации профиля нагрузки. Начальное положение динамического уровня в модели соответствует статическому уровню жидкости $H_{\text{дин}} = 600$ м.

*а**б**в*

Рисунок 4.14 – Экспериментальная установка: *а* – экспериментальный образец СУ УШГН; *б* – БУ-НС; *в* – нагрузка СУ УШГН

На рисунке 4.15 представлены зависимости средней за период потребляемой мощности и динамического уровня от времени, полученные с помощью математической модели и соответствующие сгенерированному профилю нагрузки.

Значения средней за период потребляемой мощности, полученные с помощью образца СУ УШГН, приведены на рисунке 4.16. Линией показан момент

срабатывания системы управления по влиянию газа и начало этапа накопления уровня жидкости.

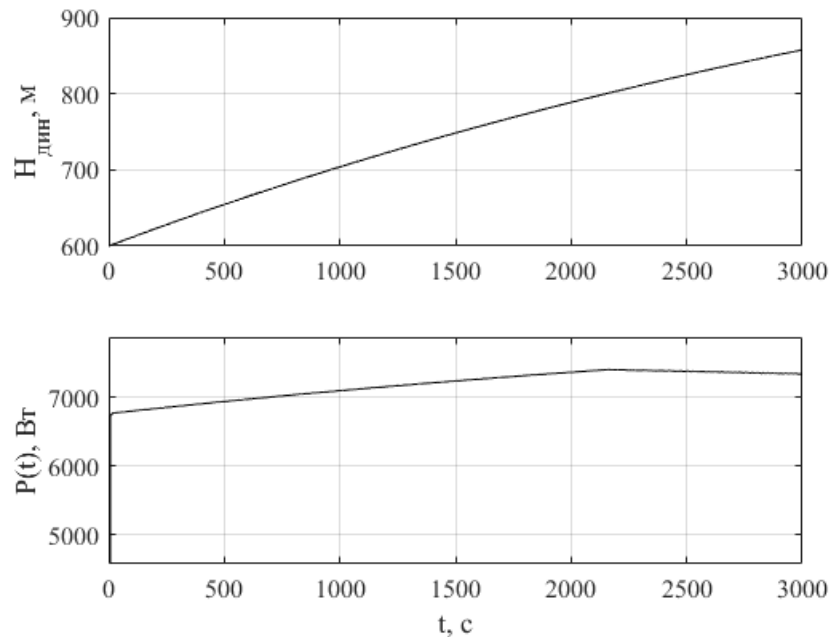


Рисунок 4.15 – Зависимости средней за период потребляемой мощности $P(t)$ и динамического уровня $H_{\text{дин}}(t)$ от времени при откачивании с максимальной скоростью

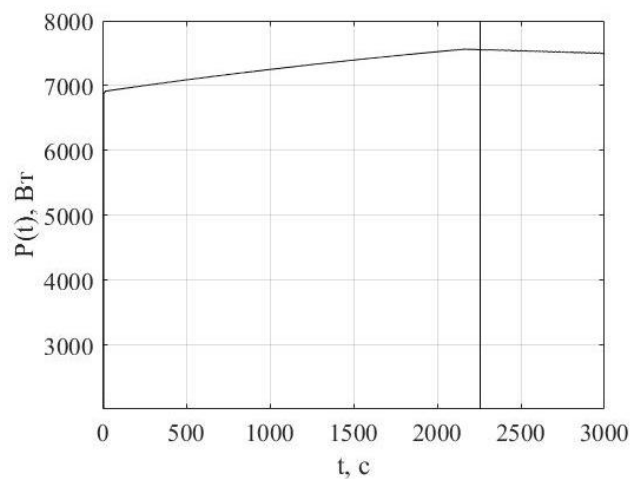


Рисунок 4.16 – Зависимость средней за период потребляемой мощности $P(t)$ от времени, полученная с помощью стенда испытаний при откачивании с максимальной скоростью

Далее генерируется профиль нагрузки, соответствующий этапу накопления жидкости, с параметрами $f_T=16$ Гц, $H_{\text{дин}}=804,7$ м (рисунок 4.17). Таким образом, значение управляющего воздействия на входе модели соответствует выработанному СУ УШГН, значение начального динамического уровня жидкости

соответствует его положению в момент времени, указанный на рисунке 4.16. Зависимости средней за период потребляемой мощности и динамического уровня для сгенерированного профиля нагрузки представлены на рисунке 4.17. На рисунке 4.18 приведена зависимость средней за период потребляемой мощности от времени, полученная с помощью стенда испытаний. Вертикальной линией показан момент срабатывания реальной системы управления.

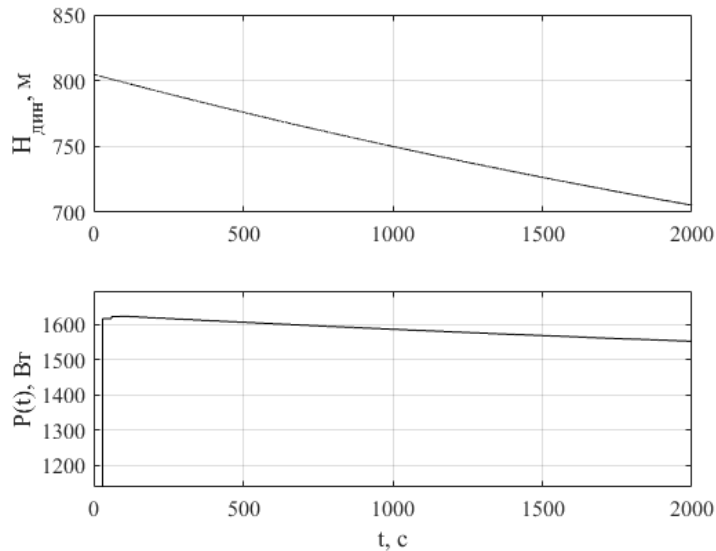


Рисунок 4.17 – Зависимости средней за период потребляемой мощности $P(t)$ и динамического уровня $H_{\text{дин}}(t)$ от времени

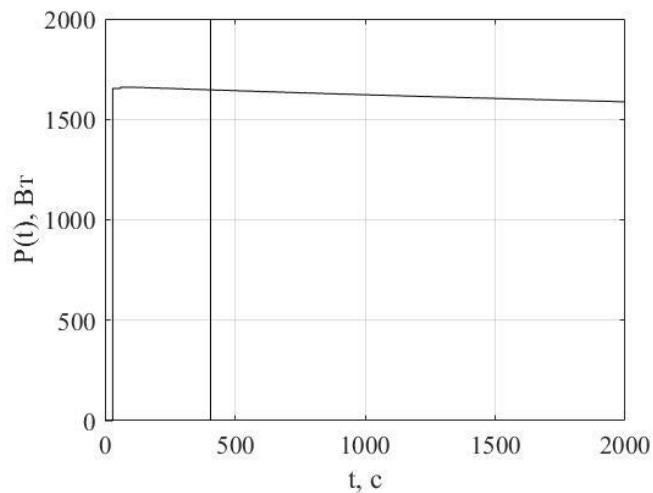


Рисунок 4.18 – Зависимость средней за период потребляемой мощности $P(t)$ от времени, полученная с помощью стенда испытаний

Таким же образом проведена проверка всего алгоритма управления. Полученные временные отсчеты и значения управляющих воздействий

нормализованы по времени и построен вектор зависимостей $f_T(t)$, который был подан на вход математической модели для дополнительной проверки работоспособности алгоритма управления. Результаты моделирования приведены на рисунке 4.19.

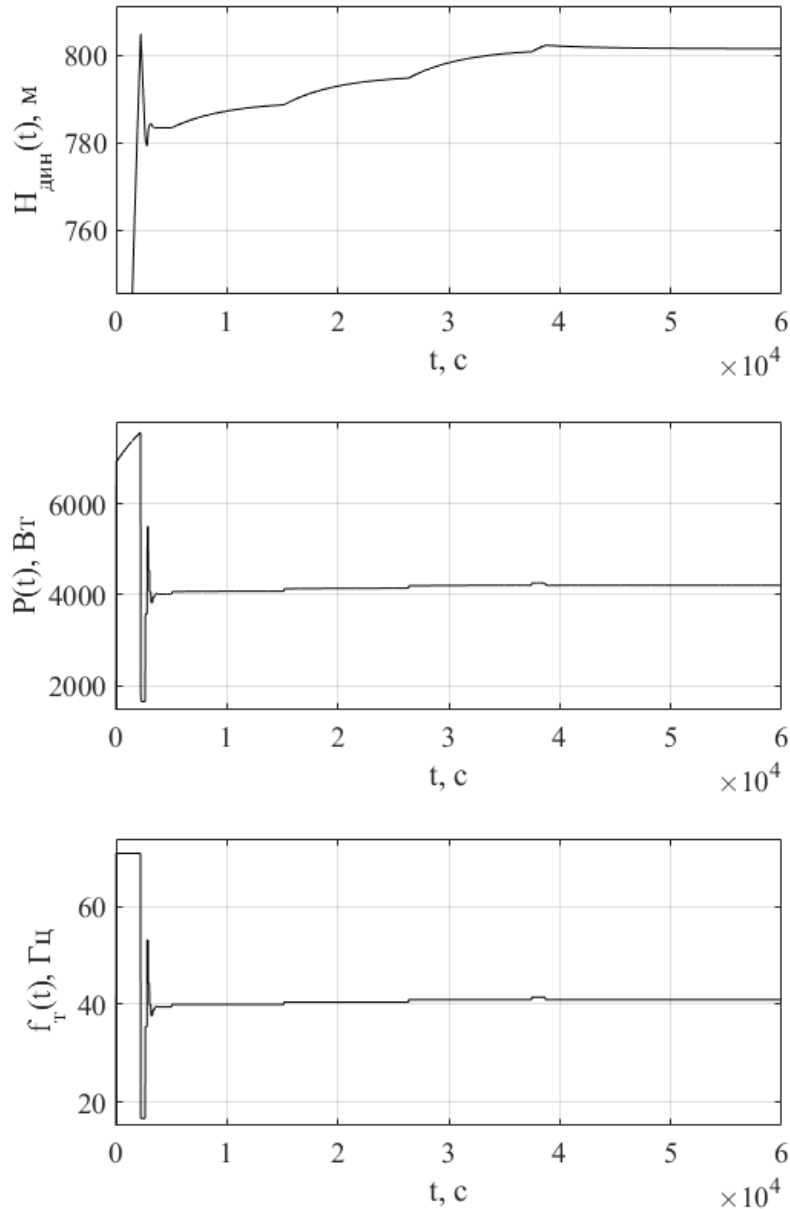


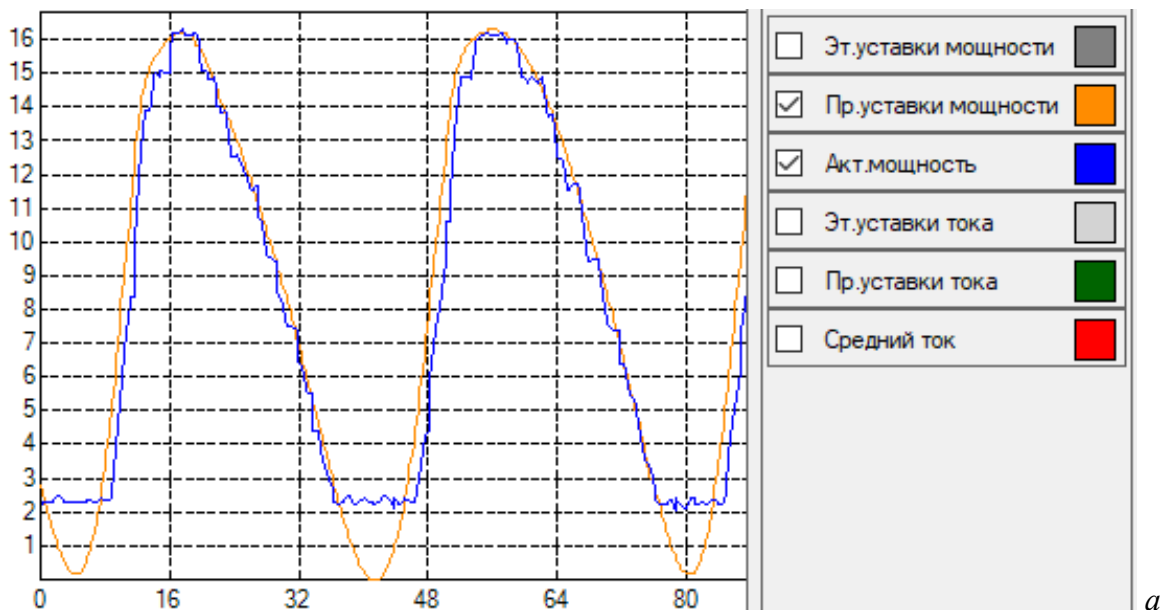
Рисунок 4.19 – Зависимости средней за период качания балансира потребляемой электроприводом УШГН мощности $P(t)$, динамического уровня $H_{\text{дин}}(t)$ и частоты управляющего сигнала $f_T(t)$

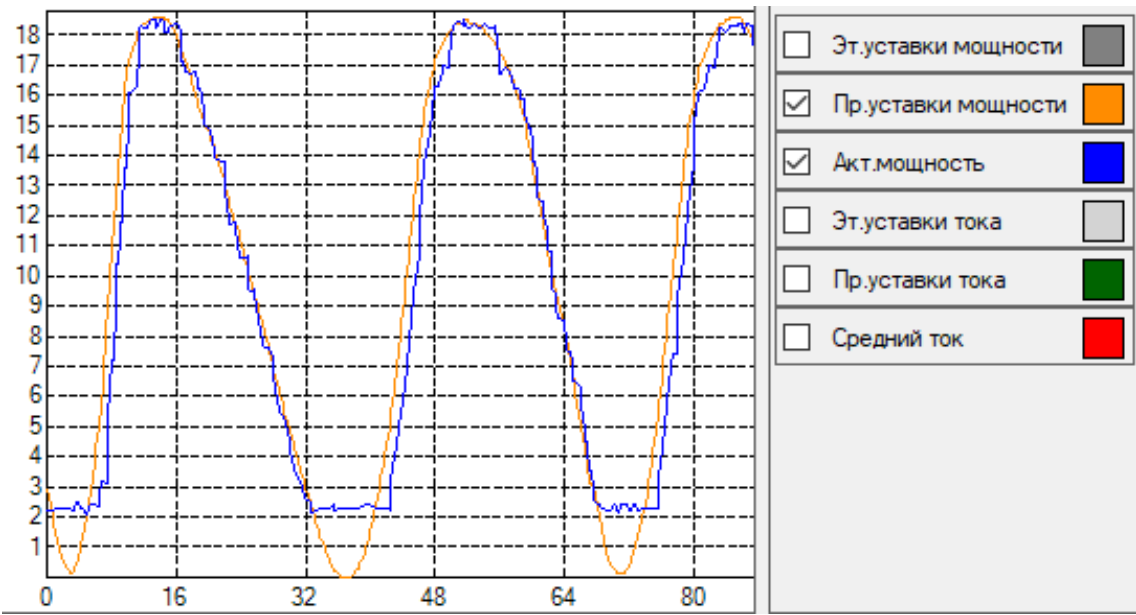
Система управления успешно прошла все этапы алгоритма, модель объекта управления выведена на режим работы, соответствующий оптимальному.

4.3.4 Экспериментальные исследования метода диагностики неисправностей штангового глубинного насоса

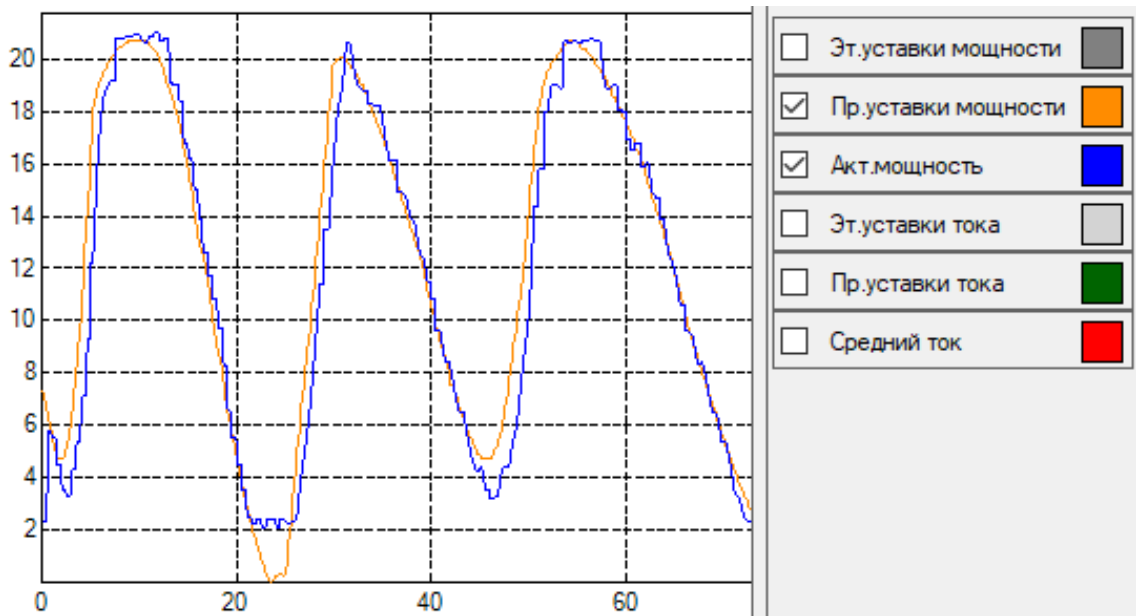
Для исследования метода диагностики неисправностей штангового глубинного насоса применялась установка, схема которой представлена на рисунке 4.13. С помощью математической модели объекта управления, параметры которого представлены в таблице 3.1, получены ваттметрограммы, соответствующие различным неисправностям ШГН. На их основании сгенерированы профили нагрузки для нагрузочного стенда с заданными в таблице 4.19 параметрами. Частота управляющего сигнала СУ УШГН $f_T=10,42$ Гц, изменение частоты во времени не происходит. Блоком управления нагрузочным стендом фиксируются значения заданной и измеренной мощностей, которые передаются в АРМ по ОКС.

Результаты эксперимента показаны на рисунке 4.20, графики получены с помощью специализированного программного обеспечения АРМ (уставка мощности – профиль нагрузки, акт. мощность – измеренное значение мощности).

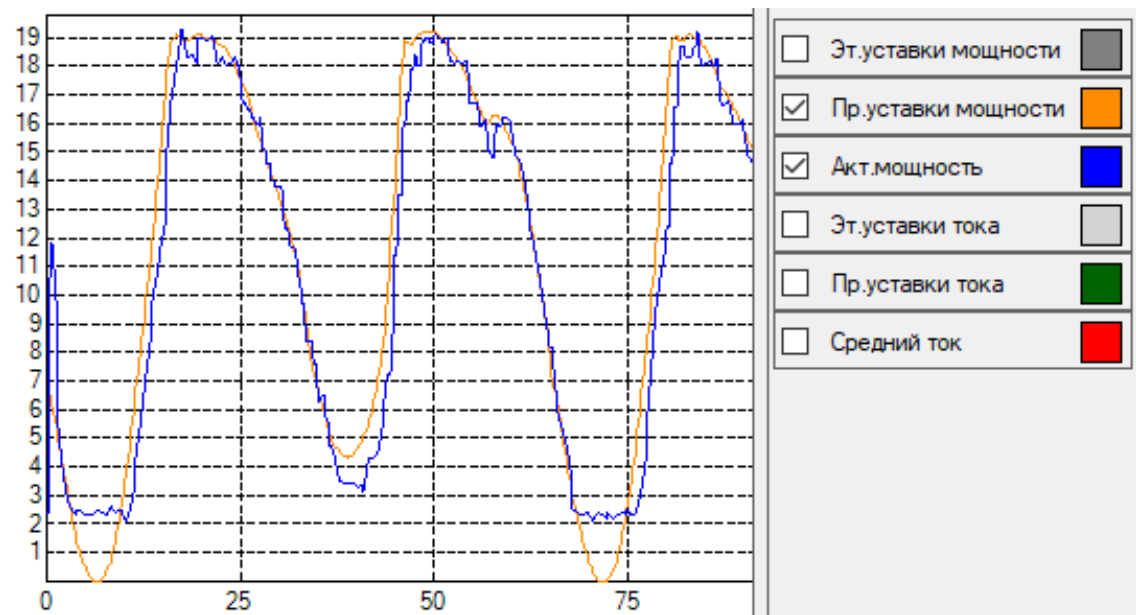




б



в



г

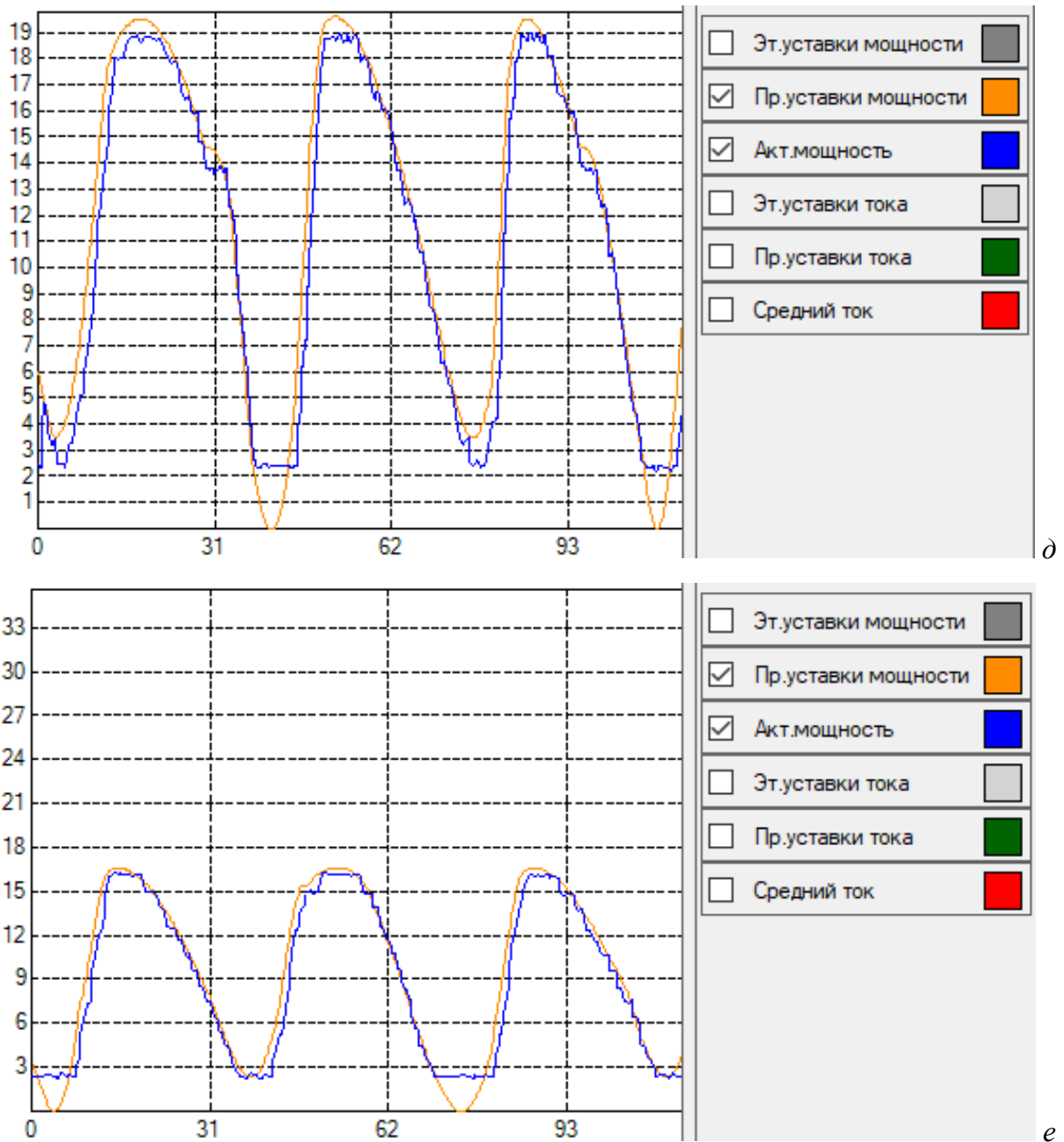


Рисунок 4.20 – Профили нагрузки для стенда испытаний и соответствующие им сигналы ваттметрограмм, снятые посредством экспериментального образца СУ ШГН:

- a* – нормальная работа насоса; *б* – влияние парафина; *в* – попадание газа в цилиндр насоса;
г – удар плунжера о приемный клапан; *д* – удар плунжера о верхнюю гайку;
е – утечка в нагнетательном клапане

Задержка сигнала ваттметрограммы относительно сформированного профиля нагрузки в основном вызвана большой индуктивностью обмотки ротора синхронного электродвигателя. С помощью стенда испытаний невозможно сформировать нагрузку менее 2,5 кВт, вследствие этого происходит искажение формы сигнала ваттметрограммы. Увеличение частоты сигнала профиля нагрузки

приводит к большему искажению ваттметрограммы (рисунок 4.21). Для дальнейших исследований метода диагностики неисправностей необходима корректировка стенда испытаний.

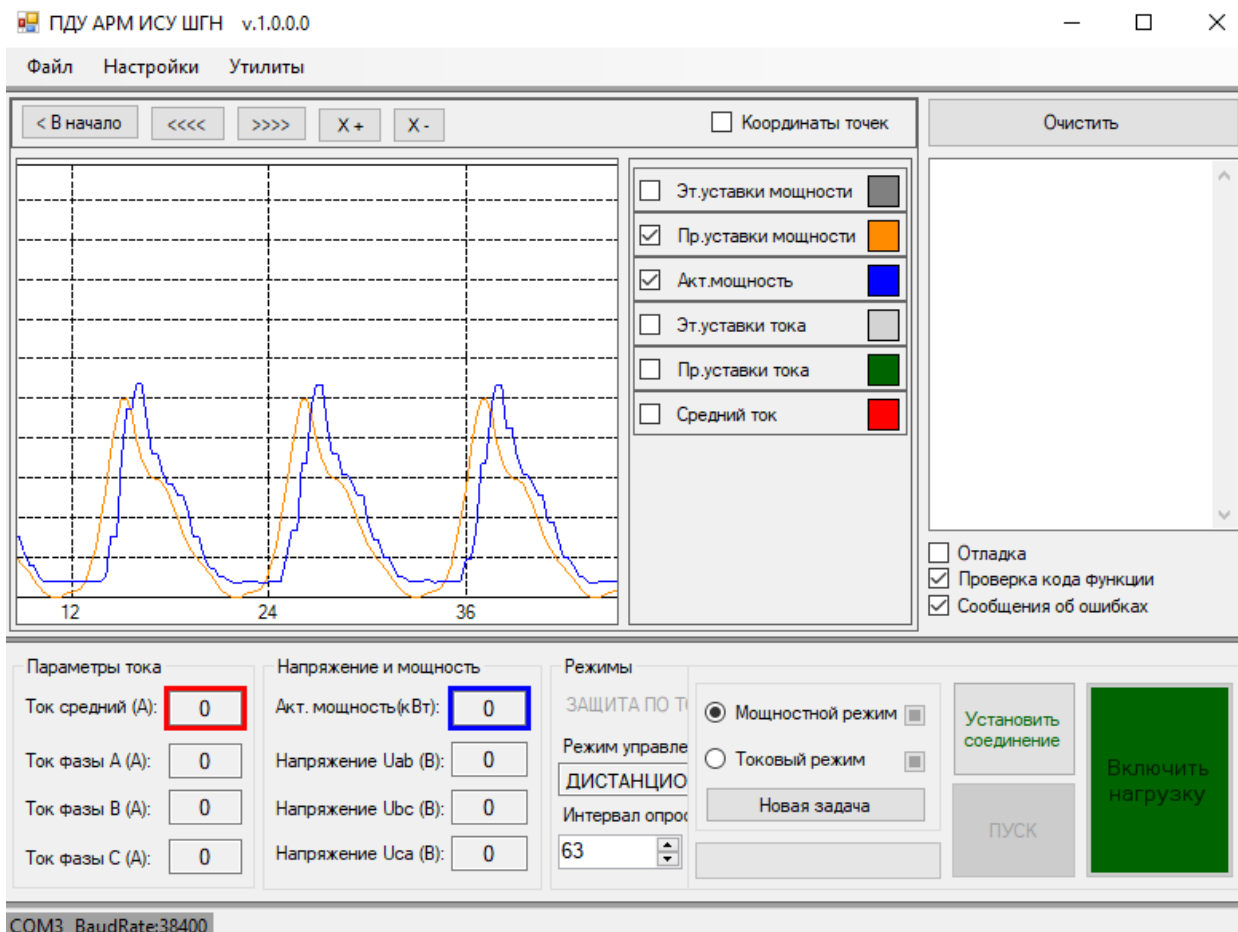


Рисунок 4.21 – Профиль нагрузки для стенда испытаний и соответствующий ему сигнал ваттметрограммы при частоте качания балансира $n=2,5 \text{ мин}^{-1}$

4.4 Основные выводы по разделу 4

1. В ходе тестирования предлагаемого метода регулирования подачи УШГН с помощью разработанной имитационной модели объекта управления выявлено, что вывод системы в точку оптимума является наиболее длительным этапом регулирования. Количество итераций при подборе скорости напрямую зависит от скорости притока скважинной жидкости вблизи точки оптимума: чем она больше, тем больше значение параметра ΔH и тем сильнее отличается установившееся в результате грубого подбора скорости значение динамического уровня жидкости от оптимального, однако, поскольку динамический уровень находится вблизи точки

оптимума, существенного снижения дебита скважинной жидкости наблюдаться не будет.

2. Для подтверждения работоспособности метода диагностики неисправностей, представленного в разделе 2, проведено моделирование неисправностей для различных параметров ШГН, кинематики механического привода и режимов работы оборудования. Выявлено, что для определения неисправностей с помощью предложенного метода необходимо использование не одного универсального кода, а группы кодов.

3. В ходе исследований проведено тестирование разработанного метода регулирования подачи УШГН в режимах Software-in-the-loop и Processor-in-the-loop, доказана аппаратная реализуемость предложенного метода.

4. Проведено исследование разработанного метода регулирования подачи УШГН, основанного на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины, с помощью экспериментального образца системы управления установкой штангового глубинного насоса и стенда испытаний при разомкнутой петле обратной связи. Система управления установкой штангового глубинного насоса успешно прошла тестирование.

5. Для исследования метода диагностики штангового глубинного насоса с помощью стенда испытаний получены ваттметрограммы, соответствующие неисправностям ШГН.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе проведения диссертационного исследования были получены следующие результаты.

1. Разработана имитационная модель объекта управления, включающая подсистему «продуктивный пласт – скважина» и следующие узлы УШГН: штанговый глубинный насос, станок-качалку, электродвигатель. Модель позволяет представить скважину, установку штангового глубинного насоса и систему управления как замкнутую систему с учетом изменения скорости притока скважинной жидкости, а также имитировать различные неисправности штангового глубинного насоса с целью исследования их влияния на форму сигнала потребляемой электроприводом мощности для разработки метода диагностики.

2. Предложен метод регулирования подачи установки штангового глубинного насоса, основанный на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины посредством анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности. Метод позволяет производить откачивание скважинной жидкости при максимальной скорости и минимальном вредном влиянии растворенного в нефти газа, что обеспечивает высокий суточный дебит.

3. С помощью разработанной имитационной модели объекта управления проведены исследования и выявлено влияние различных неисправностей на сигнал потребляемой электроприводом мощности.

4. Предложен метод диагностики неисправностей штангового глубинного насоса посредством анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности, позволяющий выявить обрыв и отворот штанг, попадание газа в цилиндр насоса, образование эмульсии, запарафинивание, удар плунжера о приемный клапан, удар плунжера о верхнюю ограничительную гайку вставного насоса, утечку в приемном клапане, утечку в нагнетательном клапане.

5. Исследования разработанного метода регулирования подачи установки штангового глубинного насоса, основанного на поддержании оптимального динамического уровня жидкости в затрубном пространстве нефтяной скважины,

проведены с помощью имитационной модели объекта управления, экспериментального образца системы управления и стенда испытаний. Доказана работоспособность и аппаратная реализуемость предложенного метода.

6. При тестировании метода диагностики с помощью разработанной имитационной модели получены коды, характерные для различных неисправностей штангового глубинного насоса и параметров оборудования.

7. Результаты исследований внедрены при выполнении ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы» по теме «Исследование и разработка интеллектуальной системы управления штанговым глубинным насосом для поддержания оптимального динамического уровня жидкости в нефтяной скважине».

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АД	асинхронный двигатель
АРМ	автоматизированное рабочее место
АЦП	аналого-цифровой преобразователь
БУ-НС	блок управления нагрузочным стендом
МОП	модельно ориентированный подход
НКТ	насосно-компрессорная труба
ОКС	оптоволоконный канал связи
ОР	обмотка ротора
ПЖ	пластовая жидкость
ПЧ	преобразователь частоты
САУ	система автоматического управления
СК	станок-качалка
СУ	система управления
ТПШ	точка подвеса штанг
УШГН	установка штангового глубинного насоса
ФНЧ	фильтр нижних частот
ШГН	штанговый глубинный насос
ШИМ	широтно-импульсный модулятор
HiL	hardware-in-the-loop
MiL	model-in-the-loop
PiL	processor-in-the-loop
SiL	software-in-the-loop
SPI	serial Peripheral Interface

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ивановский В.Н. Повышение интереса к штанговым насосным установкам – в чем причина? / В.Н. Ивановский // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 8. – С. 48–49.
2. Череповицын А.Е. Исследование инновационного потенциала нефтегазовой компании на разных стадиях эксплуатации месторождений / А.Е. Череповицын, А. Краславски // Записки Горного института. – 2016. – Т. 222. – С. 892–902.
3. Контроллеры автоматизации установок штанговых глубинных насосов / М.И. Хакимьянов, В.Д. Ковшов, А.М. Чикишев, Н.С. Максимов, А.И. Почуев // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – 2007. – 20 с. – URL: http://www.ogbus.ru/authors/Накимьянов/Накимьянов_3.pdf.
4. Сравнительный анализ возможностей отечественных и импортных систем автоматизации скважин, эксплуатируемых ШГН / М.И. Хакимьянов, С.В. Светлакова, Б.В. Гузеев, Я.Ю. Соловьев, И.В. Музалев // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. – 2008. – URL: http://www.ogbus.ru/authors/Накимьянов/Накимьянов_4.pdf.
5. Хакимьянов М.И. Современные станции управления скважинными штанговыми глубинно-насосными установками / М.И. Хакимьянов // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 12-1. – С. 78–85.
6. Отчет о прикладных научных исследованиях «Исследование и разработка интеллектуальной системы управления штанговым глубинным насосом для поддержания оптимального динамического уровня жидкости в нефтяной скважине» по теме: «Выбор направлений исследований, поставленных перед ПНИ задач» (промежуточный). Этап первый. ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014–2020 годы», Соглашение о предоставлении субсидии от 26 сентября 2017 г. – № 14.574.21.0157.

7. Каешков И.С. Технология промыслово-геофизического контроля в условиях изменяющихся во времени параметров нефтегазовых пластов: дис. ... канд. техн. наук / Каешков Илья Сергеевич. – М., 2014. – 136 с.
8. Аливердизаде К.С. Балансирные индивидуальные приводы глубинно-насосной установки: учеб. пособие / К.С. Аливердизаде. – М.: ГНТИНиГТЛ, 1961. – 5 с.
9. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров, В.С. Каштанов. – М.: Нефть и газ, 2002. – 824 с.
10. Аливердизаде К.С. Приводы штангового глубинного насоса / К.С. Аливердизаде. – М.: Недра, 1973. – 192 с.
11. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1986. – 332 с.
12. Гизатуллин Ф.А. Анализ режимов работы электроприводов штанговых скважинных насосных установок / Ф.А. Гизатуллин, М.И. Хакимьянов // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2017. – Т. 13, № 1. – С. 11–18.
13. Донцов К.М. Разработка нефтяных месторождений / К.М. Донцов. – М.: Недра, 1977. – 360 с.
14. Середа Н.Г. Спутник нефтяника и газовика: справ. / Н.Г. Середа, В.А. Сахаров, А.И. Тимашев. – М.: Недра, 1986. – 325 с.
15. Иванова Ю.С. Разработка и исследование методов диагностики нагруженности и усталостной прочности элементов станка-качалки: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Иванова Юлия Сергеевна. – Тюмень, 2009. – 14 с.
16. Салахов Т.Р. Вибродиагностика нефтепромыслового оборудования на примере станка-качалки / Т.Р. Салахов // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 2. – С. 43.
17. Ямалиев В.У. Методы диагностирования станков-качалок / В.У. Ямалиев, Л.К. Ардаширов // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. – 2013. – № 4. – С. 364.

18. Хакимьянов М.И. Мониторинг состояния штанговых глубинно-насосных установок по результатам анализа ваттметрограмм / М.И. Хакимьянов, М.Г. Пачин // Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн. – 2011. – № 5. – С. 26.

19. Антониади Д.Г. Анализ возможностей совершенствования буровой техники и условий её эксплуатации при решении задач повышения эффективности нефтедобычи с осложнёнными условиями / Д.Г. Антониади, О.В. Савенок, А.С. Арутюнян // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2013. – № 87. – С. 1–20.

20. Бубнов М.В. Средства диагностирования оборудования установок штанговых глубинных насосов / М.В. Бубнов, А.М. Зюзев // Труды первой научно-технической конференции молодых ученых Уральского энергетического института. – Екатеринбург: Уральский федеральный университет, 2016. – С. 175–178.

21. Ширококов П.Э. Технологические процессы исследования штанговых глубинных насосов на основе динамометрирования и ваттметрирования / П.Э. Ширококов // Роль инноваций в трансформации современной науки: сб. ст. Междунар. науч.-практ. конф., 1 июня 2017 г., г. Уфа. – 2017. – В 6 ч. Ч. 4. – С. 163–167.

22. Тимофеев А.О. Анализ корреляции между скважинной динамограммой и энергией, потребляемой электродвигателем станка-качалки / А.О. Тимофеев, В.Х. Ясовеев // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2016. – Т. 12, № 2. – С. 85–89.

23. Софьина Н.Н. Обоснование рационального способа контроля параметров работы и технического состояния штанговых скважинных насосных установок / Н.Н. Софьина, Д.И. Шишлянников, К.А. Корнилов // Актуальные проблемы повышения эффективности и безопасности эксплуатации горно-шахтного и нефтепромыслового оборудования. – 2015. – Т. 1. – С. 79–85.

24. Технология и техника добычи нефти: учеб. для вузов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.М. Хасаев, В.И. Гусев ; под ред. проф. А.Х. Мирзаджанзаде. – М.: Недра, 1986. – 382 с.

25. Садов В.Б. Оценка дефектов погружного оборудования нефтяной скважины по динамограмме / В.Б. Садов // Образование и наука в современных условиях. – 2015. – № 2. – С. 204–205.

26. К вопросу диагностики состояния скважинных штанговых насосных установок / С.В. Светлакова, И.Н. Сулейманов, Г.А. Шарипова, Д.В. Карнеев ; ред. кол.: А.П. Веревкин (отв. ред.), Н.А. Ишинбаев // Проблемы автоматизации технологических процессов добычи, транспорта и переработки нефти и газа: сб. тр. II всерос. науч.-практ. интернет-конф. – 2014. – С. 93–99.

27. Белов И.Г. Исследование работы глубинных насосов динамографом / И.Г. Белов. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 128 с.

28. Беспроводной динамограф для контроля работы скважинных штанговых насосов : пат. 2546376 Рос. Федерация: F04В 47/00 / Хакимьянов М.И., Хусаинов Ф.Ф.; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет». – № 2014109809/06 ; заявл. 13.03.2014 ; опубл. 10.04.2015, Бюл. № 10.

29. Тимофеев А.О. Беспроводной бесконтактный датчик положения штока скважинной штанговой глубинно-насосной установки / А.О. Тимофеев, В.Х. Ясовеев // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2019. – Т. 15, № 1.

30. Тимофеев А.О. Автономный датчик усилия системы динамометрирования штанговой скважинной глубинно-насосной установки / А.О. Тимофеев, В.Х. Ясовеев // Вестник УГАТУ. – 2015. – Т. 19, № 4 (70). – С. 34–39.

31. Шагиев В.Р. Разработка датчика положения станка-качалки на основе интегрального акселерометра / В.Р. Шагиев, И.Н. Шафиков, М.И. Хакимьянов // Актуальные проблемы науки и техники-2015: материалы VIII междунар. науч.-практ. конф. молодых учёных. – 2015. – № 8. – С. 82–85.

32. Хакимьянов М.И. Методика обработки динамограмм в информационно-измерительных системах управления штанговыми глубинными насосами / М.И.

Хакимьянов, М.Г. Пачин // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. – 2012. – Т. 16, № 6 (51) – С. 32–36.

33. Хакимьянов М.И. Датчик параметров движения штанговых глубинно-насосных установок на основе интегрального акселерометра / М.И. Хакимьянов, В.Д. Ковшов, А.Ф. Сакаев ; Научно-производственное предприятие «Грант», Уфимский государственный нефтяной технический университет // Нефтегазовое дело. – 2007.

34. Building the dynamometer card of sucker rod pump using power consumption of the eclectic motor of pumping unit / G. Guluyev, A. Pashayev, F. Pashayev, A. Rzayev, E. Sabziev // Problems of Cybernetics and Informatics (PCI): IV International Conference. – IEEE. – 2012. – С. 1–3.

35. Артыкаева Э.М. Определение параметров работы станков-качалок нефти в режиме энергосбережения / Э.М. Артыкаева // Вестник Чувашского университета. – 2010. – № 3 – С. 181–187.

36. Способ диагностики штанговых насосных установок с известным состоянием уравниваемости : пат. 2204736 Рос. Федерация: F04В 51/00 / Гольдштейн Е.И., Цапко И.В., Даниленко Т.Г. ; патентообладатель Томский политехнический университет. – № 2001106786/09 ; заявл. 21.02.2001 ; опубл. 20.05.2003, Бюл. № 14.

37. Гриб В.С. Контроль и автоматизация длинноходовых глубинно-насосных установок: учеб. пособие / В.С. Гриб. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. – 86 с.

38. Круман Б.Б. Практика эксплуатации и исследования глубинных скважин / Б.Б. Круман. – М.: Недра, 1964. – 204 с.

39. Сухоруков М.П. Методы регулирования подачи установки штангового глубинного насоса / М.П. Сухоруков, Д.С. Торгаева, Н.А. Шаляпина // Электронные средства и системы управления: материалы докл. XV междунар. науч.-практ. конф., 20–22 ноября 2019 г. : в 2 ч. – Томск: В-Спектр, 2019. – Ч. 2. – С. 94–98 ; Рзаев А.Г. Автоматическое регулирование подачи глубинного насоса / А.Г. Рзаев, С.Р. Расулов, С.Ф. Бабаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018. – № 4. – С. 43–45.

40. Самойлов Д.Ю. Информационно-измерительная и управляющая система для интенсификации добычи нефти и определения обводненности продукции скважин: дис. ... канд. техн. наук / Самойлов Денис Юрьевич. – Уфа, 2019. – 225 с.

41. Исмагулова А.И. Системы автоматического регулирования динамического уровня жидкости в скважине в штанговых глубинно-насосных установках / А.И. Исмагулова // Инженерный вестник Дона. – 2012. – Т. 22, № 4. – 1 с.

42. Исмагулова А.И. Моделирование процесса измерения динамического уровня жидкости в штанговой глубинно-насосной установке на основе средств динамометрирования / А.И. Исмагулова, Н.Г. Романенко // Вестник Астраханского государственного технического университета. Сер. Управление, вычислительная техника и информатика. – 2013. – № 1. – С. 29–37.

43. Controller for induction motor: пат. EP 1422820 A1: МПК H02P21/00, H02P27/04, H02P21/08 / Takahiro Akiyama, Yasusuke Iwashita, Junichi Tezuka; правообладатель Fanuc Ltd. – Оpubл. 26.05.04.

44. Apparatus for analysis and control of a reciprocating pump system by determination of a pump card: пат. US 8036829: МПК G01V1/40, G06F17/40 / Sam G. Gibbs, Doneil M. Dorado, Kenneth B. Nolen, Eric S. Oestreich, Jeffrey J. DaCunha; правообладатель Lufkin Industries, Inc. – Оpubл. 11.10.11.

45. Алгоритм определения усилия на шток по потребляемой мощности электропривода во время работы станка качалки / Г.А. Гулуев, А.Б. Пашаев, Ф.Г. Пашаев, А.Г. Рзаев, Э.Н. Сабзиев // Мехатроника, автоматизация, управление. – 2012. – № 11. – С. 55–58.

46. Сакаев А.Ф. Системы и алгоритмы энергосберегающего управления частотно-регулируемыми электроприводами штанговых скважинных насосных установок: дис. ... канд. техн. наук / Сакаев Амир Финатович. – СПб., 2009. – 149 с.

47. Ахметгаряев Р.Т. Принцип поддержания уровня жидкости в скважине / Р.Т. Ахметгаряев, Н.К. Андреев // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2013. – № 1–2. – С. 132–136.

48. Устройство управления электроприводом штангового глубинного насоса, оборудованного станком-качалкой : пат. 145672 Рос. Федерация: F04B 49/06 / Красовитов А.Ю., Сидоров В.В; патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью «Погружные приводные системы». – № 2014119004/06 ; заявл. 12.05.14 ; опубл. 27.09.14, Бюл. № 27.

49. Способ оптимального управления штанговой глубинно-насосной установкой нефтяной скважины : пат. 2242588 Рос. Федерация: F04B 47/02 / Зюзев А.М., Костылев А.В., Муковозов В.П., Черепанова В.А.; патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Уральский государственный технический университет – УПИ». – № 2003125832/03 ; заявл. 21.08.03 ; опубл. 20.12.04, Бюл. № 35.

50. Обработка практических динамограмм на ПЭВМ / Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.Г. Фархуллин, Р.Х. Муслимов [и др.]. – Казань: Новое знание, 1997. – 76 с.

51. Устройство для измерения дебита скважины : пат. 1571228 СССР: E21B 47/10 / Кричке В.О., Миряев А.И., Самсонов А.Г., Шмуклер А.С.; заявитель и патентообладатель Куйбышевский инженерно-строительный институт им. А.И. Микояна, Центральная научно-исследовательская лаборатория Объединения «Куйбышевнефть». – № 2013128779/03; заявл. 06.04.88; опубл. 15.06.90, Бюл. № 31.

52. Дебитомер: пат. 2018650 Рос. Федерация: E21B 47/10 / Кричке В.О.; заявитель и патентообладатель Кричке Владимир Оскарович. – № 4908568/03; заявл. 17.12.90; опубл. 30.08.94.

53. Садов В.Б. Оценка параметров нефтедобычи и управление насосной установкой с использованием динамограмм / В.Б. Садов // Вестник ЮУрГУ. Сер. Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника. – 2013. – № 2. – С. 33–41.

54. Математическое моделирование эксплуатационной скважины в процессе оптимизации нефтедобычи / С.Г. Воронин, Д.А. Курносов, М.И. Корабельников, Д.В. Коробатов, В.В. Запунный // Вестник ЮУрГУ. Сер. Энергетика. – 2005. – № 9 (49). – С. 70–74.

55. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти / В.И. Щуров. – М., 1983. – 410 с.
56. Чиглинцев И.А. Моделирование изменения давления и границы раздела фаз «жидкость – газ» при остановке нефтяной скважины / И.А. Чиглинцев, С.А. Лепихин // Нефтегазовое дело. – 2014. – № 5. – С. 134–150.
57. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД / Р.Г. Шагиев. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
58. Миклина О.А. Оценка притока нефти в гидродинамически совершенную скважину: метод. указания / О.А. Миклина, А.А. Мордвинов. – Ухта: УГТУ, 2016. – 22 с.
59. Лекомцев А.В. Определение давления у приема электроцентробежных насосов по данным исследований скважин / А.В. Лекомцев, В.А. Мордвинов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 84–90.
60. Development of a Sucker Rod Pumping Unit Simulation Model / D.S. Torgaeva, M.P. Sukhorukov, Y.A. Shinyakov, N.A. Shalyapina // International Journal of Engineering and Advanced Technology (IJEAT). – 2019. – October. – Vol. 9, Issue 1. – P. 4403–4409.
61. Садов В.Б. К вопросу автоматического управления приводом глубинного штангового насоса / В.Б. Садов // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Сер. Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника. – 2013. – Т. 13, № 3. – С. 46–53.
62. Латыпов Б.М. Установка штангового винтового насоса для добычи нефти в осложненных условиях / Б.М. Латыпов // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10, № 1. – С. 70.
63. Эксплуатация нефтяных месторождений / А.И. Жуков, Б.С. Чернов, М.Н. Базлов, М.А. Жукова. – М.: Гостоптехиздат, 1954. – 604 с.
64. Садов В.Б. Моделирование динамограмм с различными дефектами оборудования нефтяной скважины / В.Б. Садов // Вестник Южно-Уральского

государственного университета. Сер. Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника. – 2013. – Т. 13, № 1.

65. Ковшов В.Д. Моделирование динамограммы станка-качалки. Нормальная работа насоса / В.Д. Ковшов, М.Е. Сидоров, С.В. Светлакова // Нефтегазовое дело. – 2004. – Т. 2. – С. 75–81.

66. Ковшов В.Д. Моделирование динамограммы станка-качалки / В.Д. Ковшов, С.В. Светлакова, М.Е. Сидоров // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 11. – С. 84–87.

67. 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 УНЦ РАН. – 2014. – Т. 10. – С. 95–101.

68. Расчет теоретической динамограммы с учетом осложнений в работе скважинного штангового насоса / К.Р. Уразаков, Р.Н. Бахтизин, С.Ф. Исмагилов, А.С. Топольников // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 90–93.

69. Вакула Я.В. Нефтегазовые технологии: учеб. пособие по дисциплине «Нефтегазовые технологии» / Я.В. Вакула. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2006. – 168 с.

70. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособие для вузов / И.Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 2003. – 816 с.

71. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: учеб. пособие / В.Н. Арбузов. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 422 с.

72. Муравьев И.М. Справочник мастера по добыче нефти / И.М. Муравьев. – М.: Недра, 1975. – 264 с.

73. Ямалиев В.У. Оценка силы трения плунжера о цилиндр штангового скважинного насоса при проектировании колонны штанг / В.У. Ямалиев, И.Е. Ишемгужин, Б.М. Латыпов // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2017. – Т. 19, № 1-1. – С. 70–75.

74. Вирновский А.С. Теория и практика глубинно-насосной добычи нефти: избр. тр. / А.С. Вирновский. – М.: Недра, 1971. – 183 с.
75. Ишмурзин А.А. Напряжения и деформации штанговой колонны в пространственно искривленной скважине / А.А. Ишмурзин // Нефтегазовое дело. – 2006. – Т. 4, № 1. – С. 65–72.
76. Байков И.Р. Повышение эффективности использования оборудования в нефтяной отрасли / И.Р. Байков, М.И. Кузнецова, С.В. Китаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – № 2. – С. 18–20.
77. Амосов А.А. Вычислительные методы для инженеров / А.А. Амосов, Ю.А. Дубинский, Н.В. Копченова. – М.: Высшая школа, 1994. – 544 с.
78. Численные методы в теории упругости и теории оболочек / Н.П. Абовский, Н.П. Андреев, А.П. Деруга [и др.]. – Красноярск: Изд-во Краснояр. ун-та, 1986. – 384 с.
79. Михайлов В.П. Дифференциальные уравнения в частных производных / В.П. Михайлов. – М.: Наука, 1983. – 391 с.
80. Чичеров Л.Г. Глубинно-насосная добыча нефти / Л.Г. Чичеров, Н.Д. Дрэготеску. – М.: Недра, 1966. – 417 с.
81. Молчанов А.Г. Нефтепромысловые машины и механизмы / А.Г. Молчанов, В.Л. Чичеров. – М.: Недра, 1976. – 308 с.
82. Ивановский В.Н. Повышение интереса к штанговым насосным установкам – в чем причина? / В.Н. Ивановский // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 8. – С. 48–49.
83. Кореняко А.С. Теория механизмов и машин: учеб. / А.С. Кореняко. – Киев: Вища шк., 1976. – 438 с.
84. Сакаев А.Ф. Системы и алгоритмы энергосберегающего управления частотно-регулируемыми электроприводами штанговых скважинных насосных установок: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Сакаев Амир Финатович. – СПб.: Изд-во СпбГИ им. Плеханова, 2009. – 20 с.
85. Имитационное моделирование установки штангового глубинного насоса для добычи нефти / Д.С. Торгаева, М.П. Сухоруков, Ю.А. Шурыгин,

Ю.А. Шиняков, Н.А. Шаляпина // Доклады ТУСУР. – 2019. – Т. 22, № 3. – С. 71–78.

86. Цылёв П.Н. Электропривод и электрооборудование технологических объектов нефтегазовой отрасли: учеб. пособие / П.Н. Цылёв. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2015. – 192 с.

87. Мощинский Ю.А. Определение параметров схемы замещения асинхронной машины по каталожным данным / Ю.А. Мощинский, В.Я. Беспалов, А.А. Кирякин // Электричество. – 1998. – Т. 34, № 98. – С. 38–42.

88. Лиходедов А.Д. Построение механической характеристики асинхронного двигателя и её апробация / А.Д. Лиходедов // Современные проблемы науки и образования. – 2012. – № 5. – С. 99.

89. Соловьев В.А. Расчет характеристик трехфазного асинхронного двигателя: методические указания к самостоятельной работе студентов / В.А. Соловьев. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2014. – 36 с.

90. Алгоритм управления установкой штангового глубинного насоса для определения и поддержания оптимального динамического уровня жидкости в скважине / Д.С. Торгаева, Ю.А. Шурыгин, Ю.А. Шиняков, М.П. Сухоруков, А.Г. Старинов // Доклады ТУСУР. – 2019. – Т. 22, № 4. – С. 62–68.

91. Каналин В.Г. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология: учеб. для студентов высш. техн. учеб. заведений / В.Г. Каналин, М.Г. Ованесов, В.П. Шугрин. – М.: Недра, 1985. – 247 с.

92. Ерофеев А.А. Теория автоматического управления: учебник для вузов / А.А. Ерофеев. – 2-е изд., доп. и перераб. – СПб.: Политехника, 2005. – 302 с.

93. Каплан Л.С. Технология и техника воздействия на нефтяной пласт / Л.С. Каплан, А.Л. Каплан. – Октябрьский: [б.и.], 2000. – 210 с.

94. Каплан Л.С. Справочное пособие нефтяника. Ч. I, II / Л.С. Каплан, А.Л. Каплан. – Уфа: ОФ УГНТУ, 2004. – 320 с.

95. Методика расчета оптимального дебита и удельного энергопотребления добывающих скважин / К.Р. Уразаков, С.И. Казетов, А.М. Азизов, Ф.Ф. Давлетшин // Нефтегазовое дело. – 2018. – Т. 16, № 5. – С. 65–72.

96. Волков Е.А. Численные методы / Е.А. Волков. – М.: Физматлит, 2003. – 248 с.
97. Мудров А.Е. Численные методы для ПЭВМ на языках БЕЙСИК, ФОРТРАН И ПАСКАЛЬ / А.Е. Мудров. – Томск: Раско, 1991.
98. Виленкин Н.Я. Метод последовательных приближений. Сер. Популярные лекции по математике / Н.Я. Виленкин; ред. В.М. Гринберг. – М.: Наука, 1968. – 108 с.
99. Способ контроля параметров работы и технического состояния штанговых скважинных насосных установок / Н.Н. Софьина, Д.И. Шишлянников, К.А. Корнилов [и др.] // Master's Journal. – 2016. – № 1. – С. 247–257.
100. Шагиев С.А. Устройство для предотвращения обрыва и отворота колонны насосных штанг / С.А. Шагиев // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2015. – № 1. – С. 304–307.
101. Изучение вязкостно-температурного поведения водонефтяных эмульсий в точке инверсии фаз / Ю.В. Лоскутова, Н.В. Юдина, Г.И. Волкова, Р.В. Ануфриев // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – 2017. – № 10-2. – С. 221–225.
102. Поникаров С.И. Анализ причин обрывов штанговых колонн при эксплуатации скважин, оборудованных штанговыми насосами / С.И. Поникаров, Л.Ф. Каримов, Н.Ф. Калимуллин // Вестник Казанского технологического университета. – 2017. – Т. 20, № 3. – С. 44–45.
103. Зейгман Ю.В. Выбор оборудования и режима работы скважин с установками штанговых и электроцентробежных насосов: учеб. пособие / Ю.В. Зейгман, О.А. Гумеров, И.В. Генералов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2000. – 120 с.
104. Исмагилов С.Ф. Совершенствование контроля работы штанговых насосных установок при эксплуатации скважин с направленным профилем ствола : дис. ... канд. техн. наук / Исмагилов Салават Фаритович. – Уфа, 2018. – 114 с.
105. Ганеев А.Р. Модельно-ориентированное проектирование при создании станции управления процессом добычи нефти скважинными штанговыми насосами

/ А.Р. Ганеев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2012. – № 4. – С. 48–51.

106. Ефремов А.А. Модельно-ориентированное проектирование – международный стандарт инженерных разработок / А.А. Ефремов, С.С. Сорокин, С.М. Зенков. – 2011. – С. 40–43. – URL: <https://matlab.ru/upload/resources/EDU%20Conf/pp%2040-43%20Sorokin.pdf>.

107. Generative Design of Hardware-in-the-Loop Models / U. Ryssel, J. Ploennigs, K. Kabitzsch, M. Folie // APGES'07. – Salzburg, Austria, 2007. – P. 4–11.

108. Михеев М.Ю. Синтез модельно-ориентированного и объектно-ориентированного подходов в процессе моделирования сложных систем / М.Ю. Михеев, Е.А. Гудкова, А.А. Лепешев // XXI век: итоги прошлого и проблемы настоящего плюс. – 2015. – № 4. – С. 263–267.

109. Деменков Н.П. Модельно-ориентированное проектирование систем управления / Н.П. Деменков // Промышленные АСУ и контроллеры. – 2008. – № 11. – С. 66–69.

110. Применение модельно-ориентированного проектирования к созданию АСУ ТП опасных промышленных объектов / С.С. Журавлев, С.В. Рудометов, В.В. Окольников, С.Р. Шакиров // Вестник НГУ. – 2018 – Т. 16, № 4. – С. 56–67.

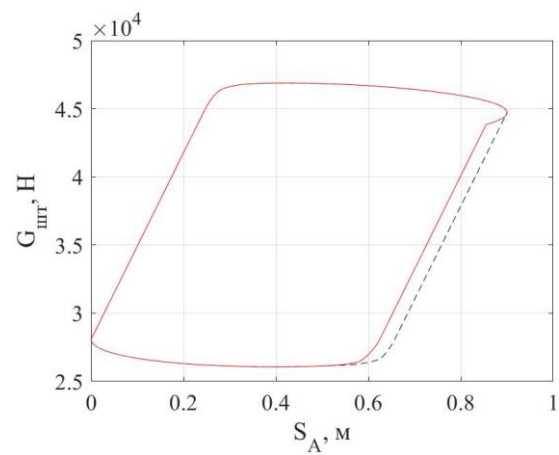
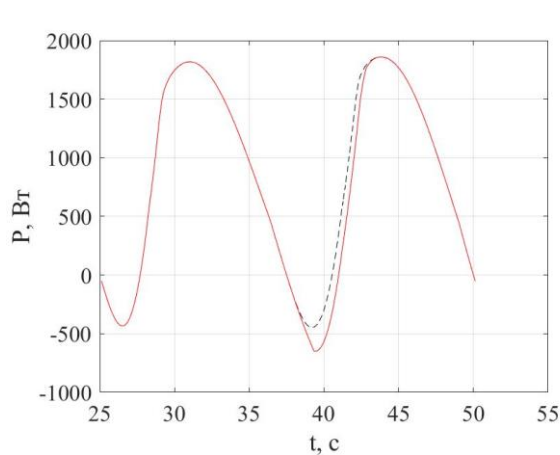
111. Гриншкун В.В. Виртуальные машины и модели в обучении использованию современных программно-аппаратных компьютерных комплексов / В.В. Гриншкун, С.В. Салихов // Вестник Российского университета дружбы народов. Сер. Информатизация образования. – 2010. – № 2. – С. 5–9.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
ВАТТМЕТРОГРАММЫ, ПОЛУЧЕННЫЕ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ
НЕИСПРАВНОСТЕЙ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРАХ
ОБОРУДОВАНИЯ

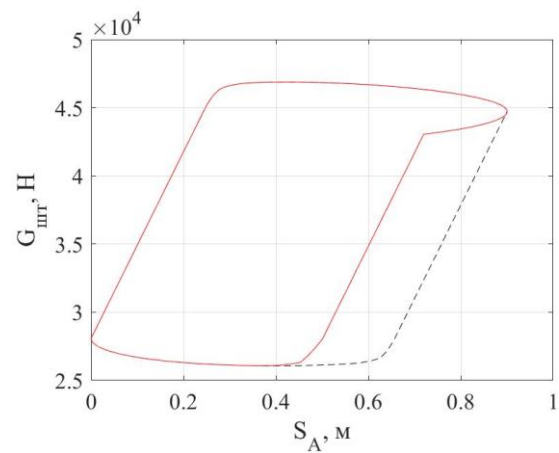
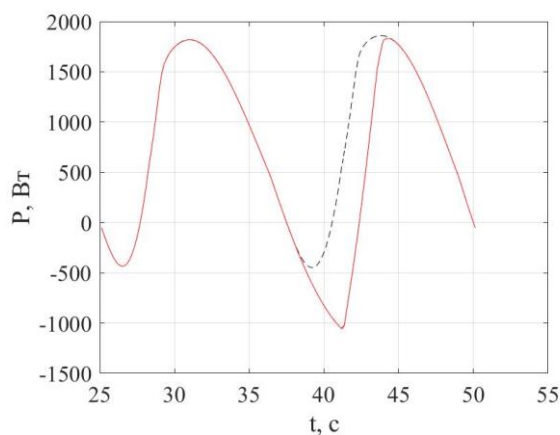
Параметры оборудования представлены таблице 4.1.

Таблица А.1 – Параметры, использованные при моделировании неисправности «Попадание газа»

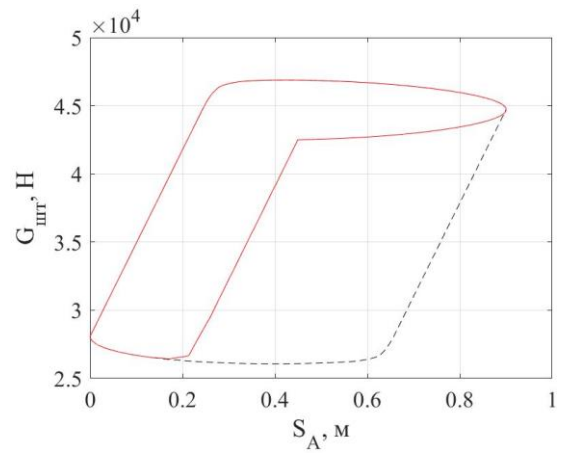
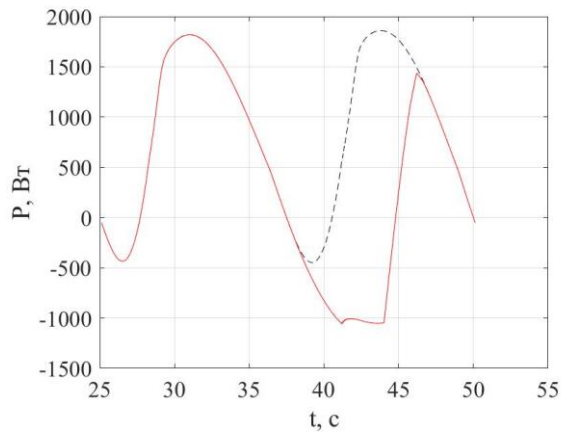
n , мин ⁻¹	$L_{шт}$, м	Коэффициент заполнения насоса, %	Номер сигнала	n , мин ⁻¹	$L_{шт}$, м	Коэффициент заполнения насоса, %	Номер сигнала
2,4	0,9	95	1	5	2,1	95	10
		80	2			80	11
		50	3			50	12
	2,1	95	4	8	0,9	95	13
		80	5			80	14
		50	6			50	15
5	0,9	95	7	2,1	95	16	
		80	8		80	17	
		50	9		50	18	



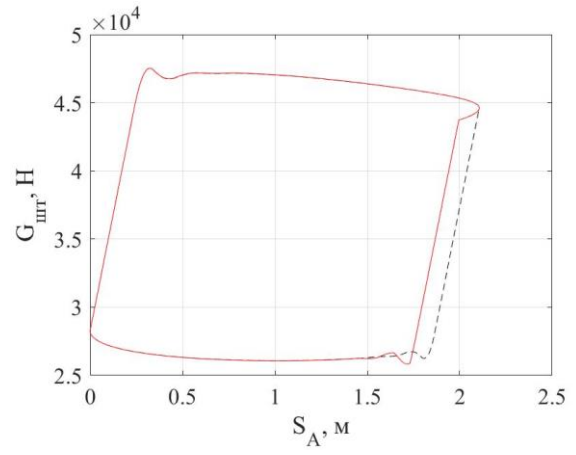
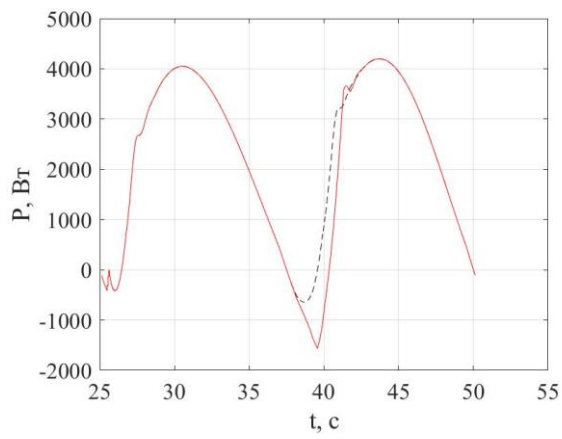
1



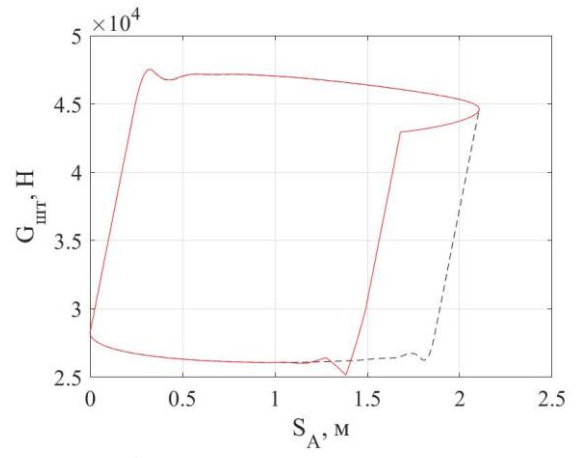
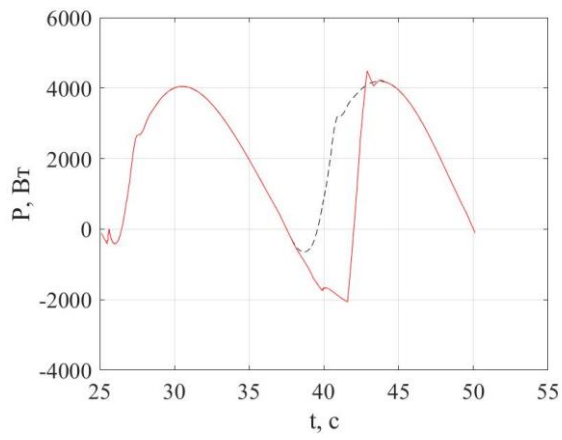
2



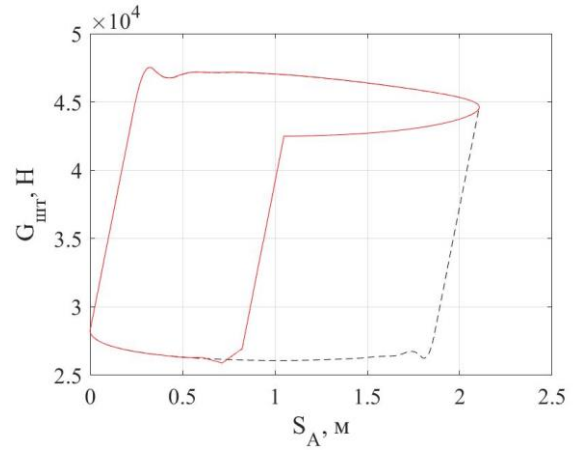
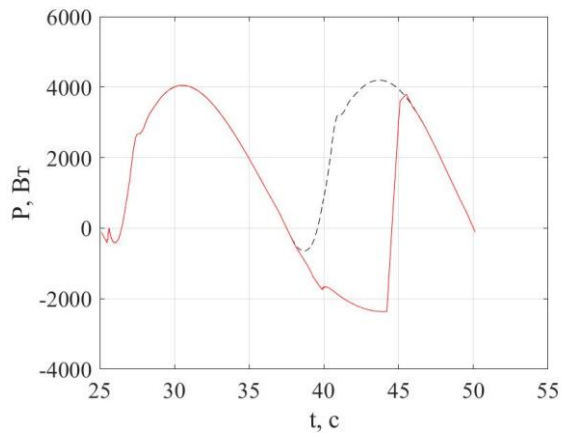
3



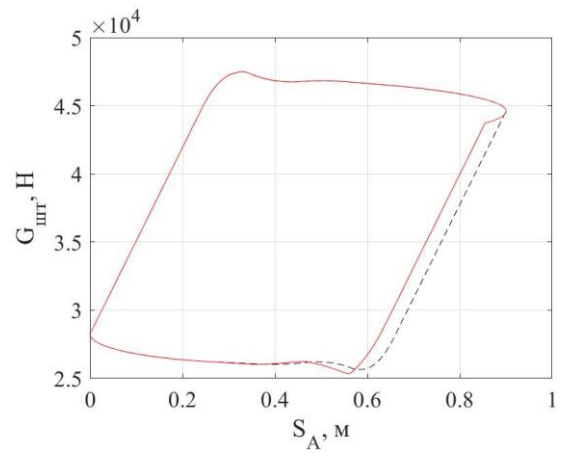
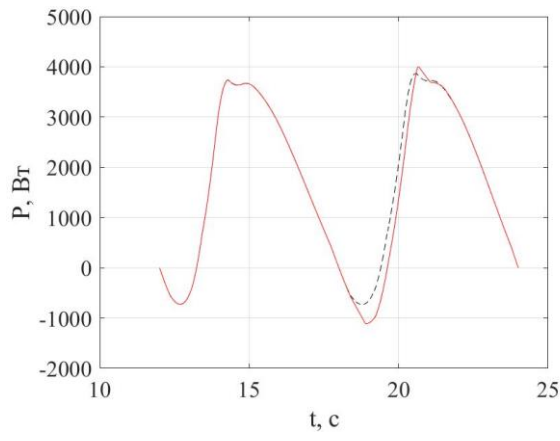
4



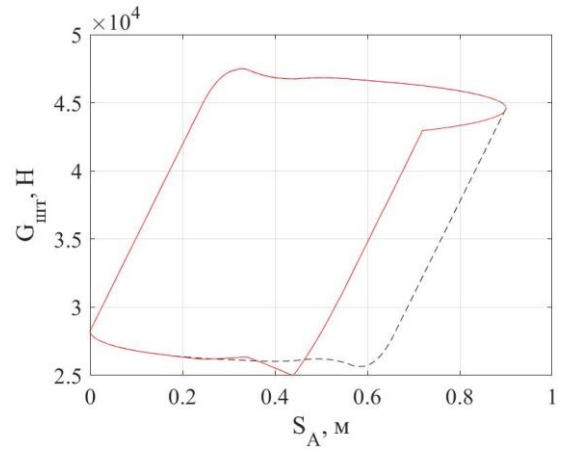
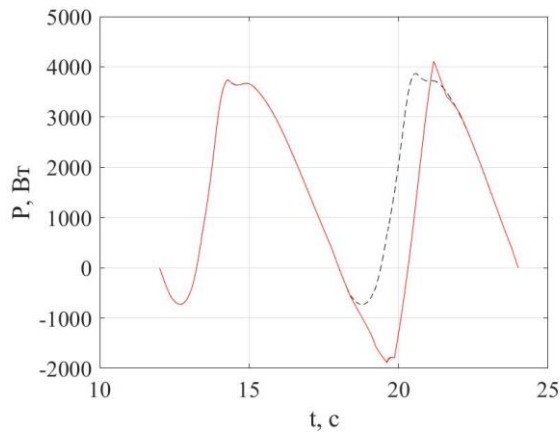
5



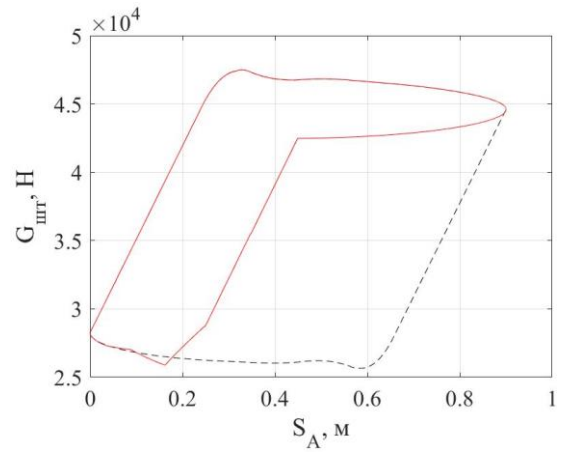
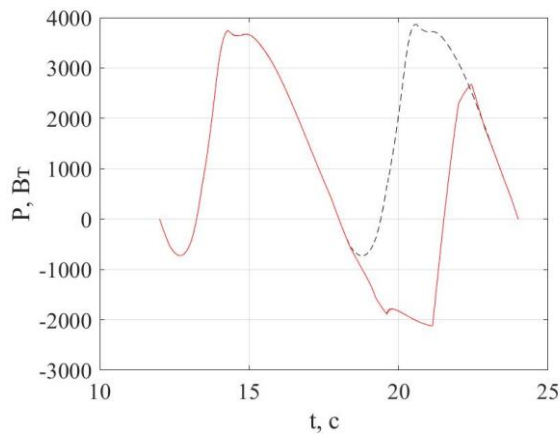
6



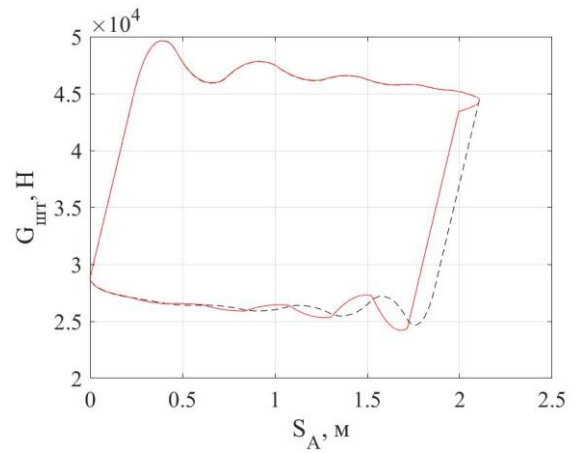
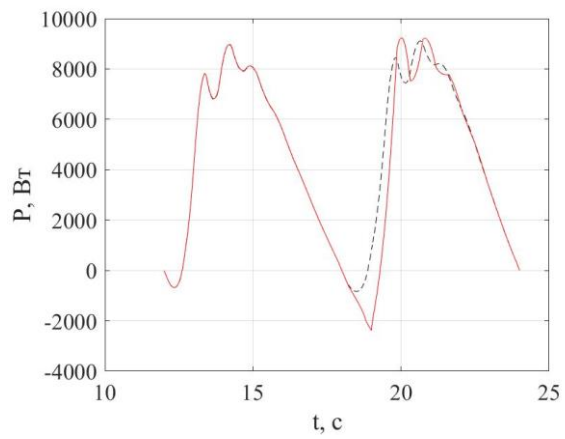
7



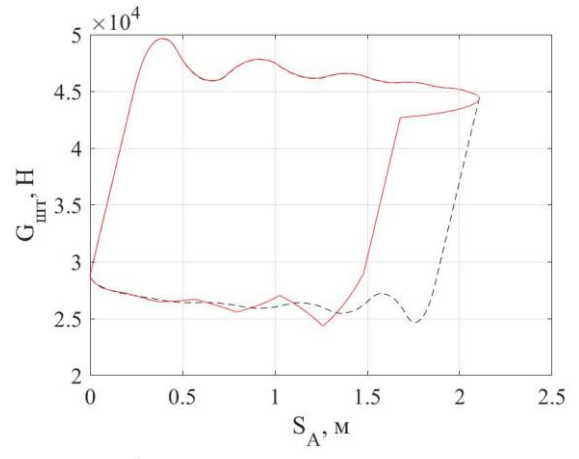
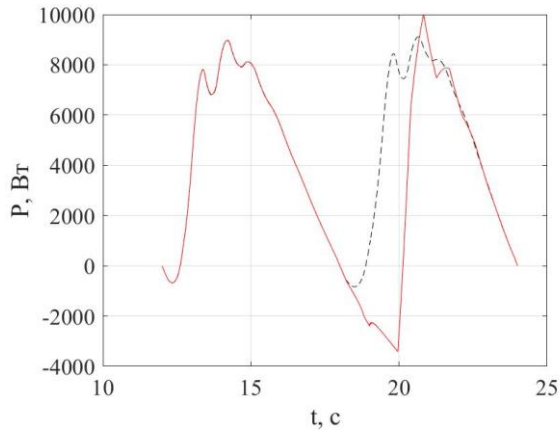
8



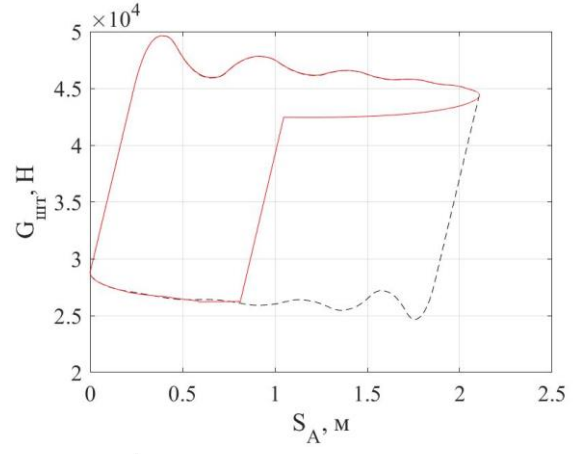
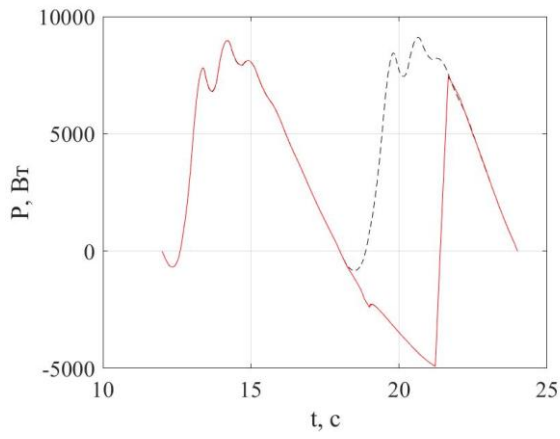
9



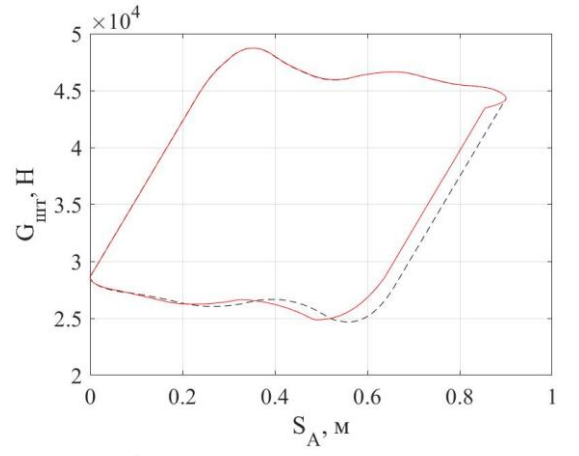
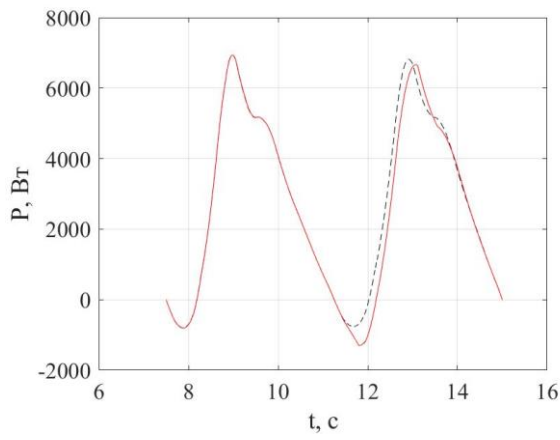
10



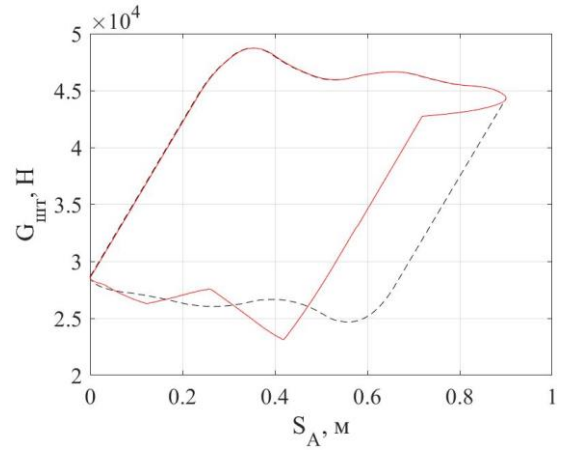
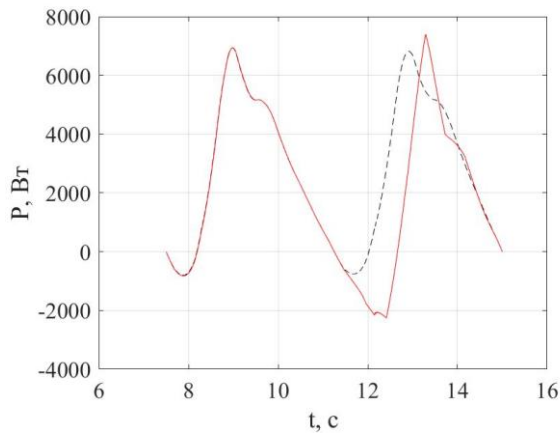
11



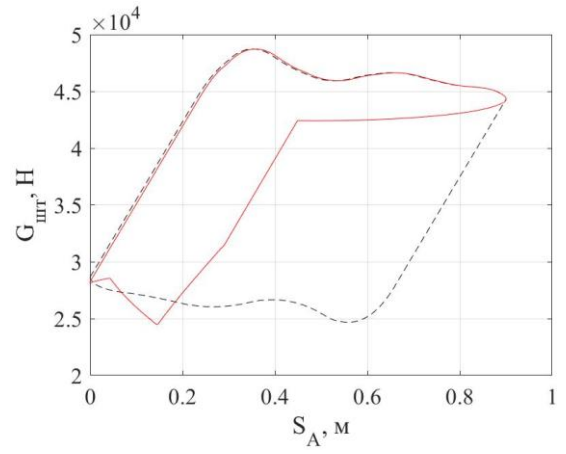
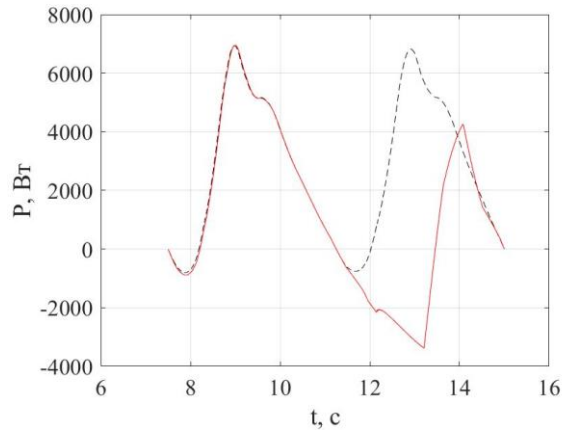
12



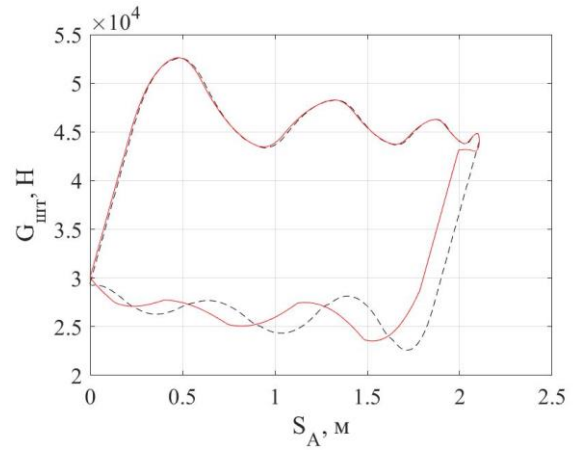
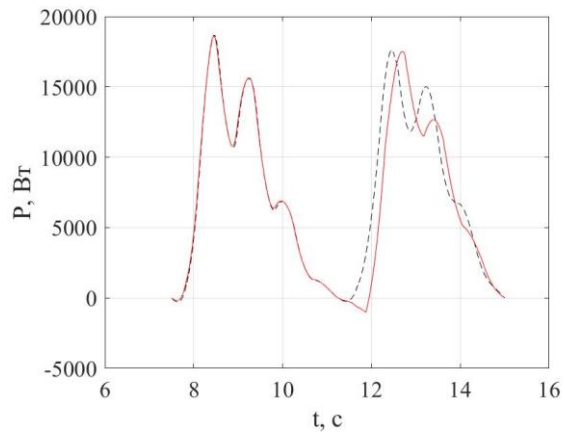
13



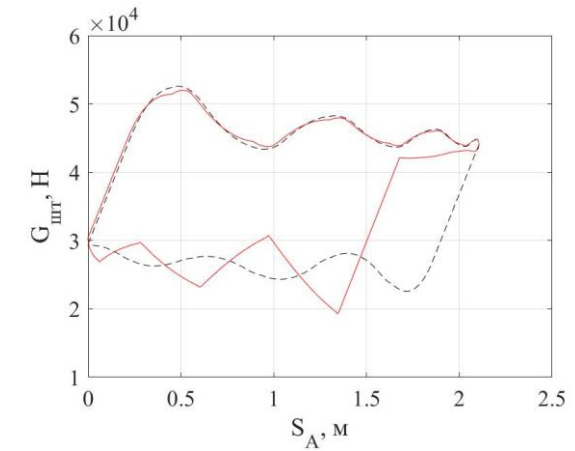
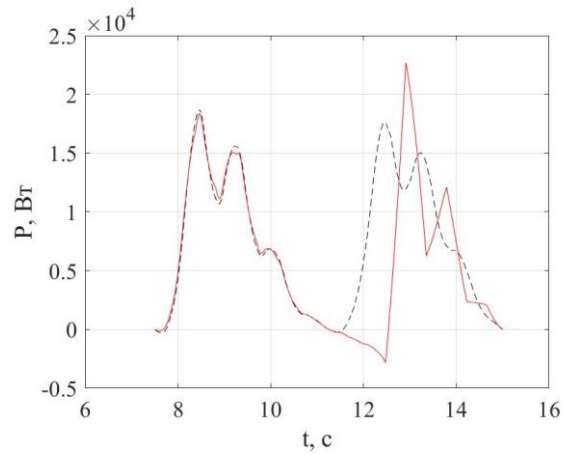
14



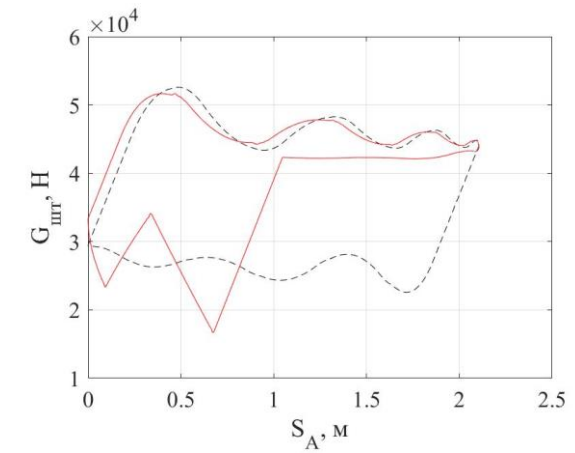
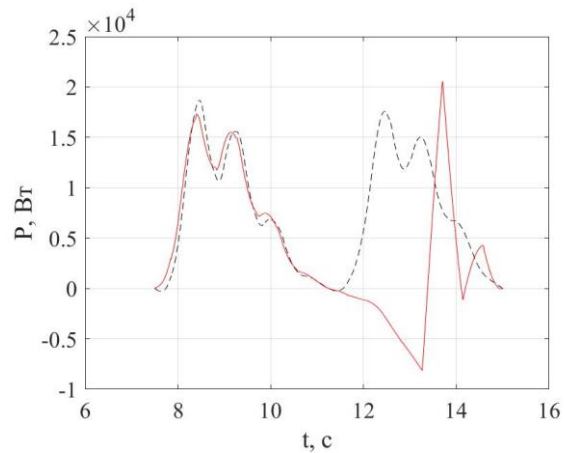
15



16



17

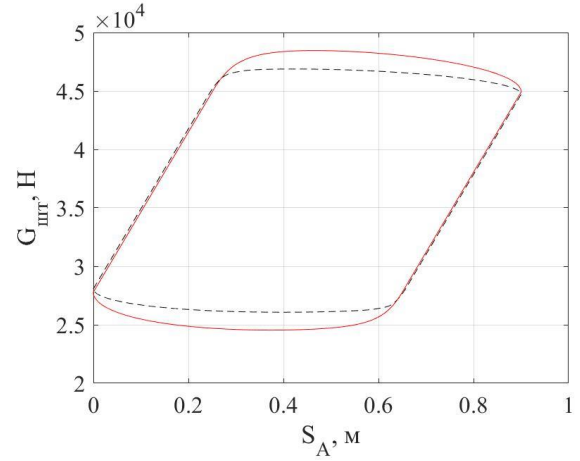
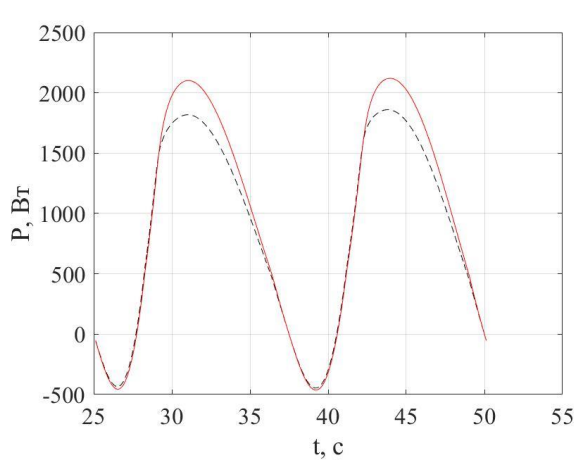


18

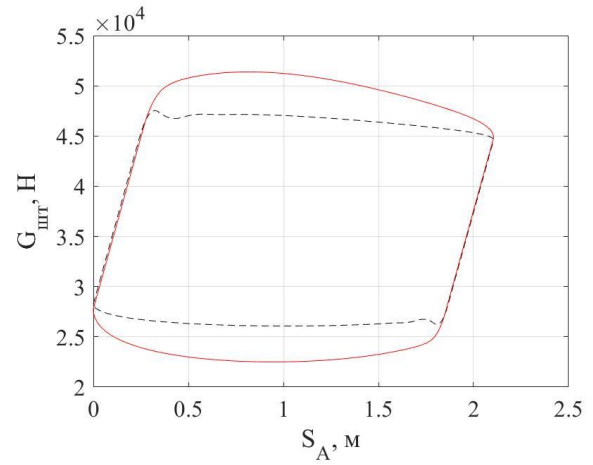
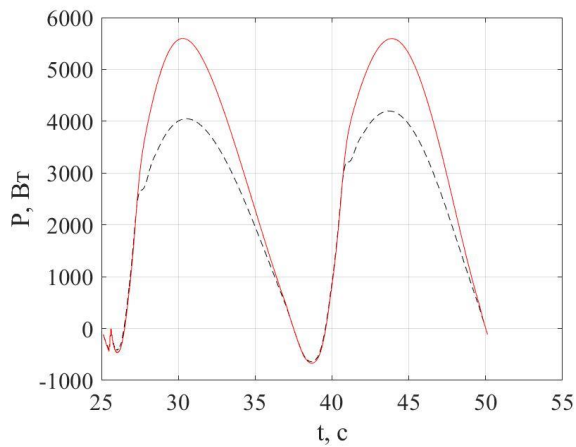
Рисунок А.1 – Ваттметры и динамометры, полученные при моделировании неисправности «Попадание газа»

Таблица А.2 – Параметры, использованные при моделировании неисправности «Образование эмульсии»

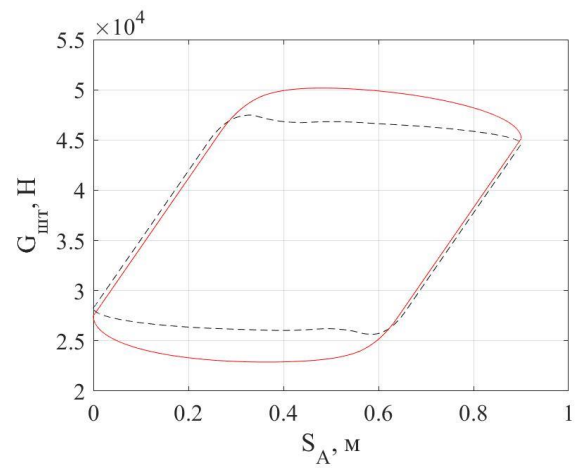
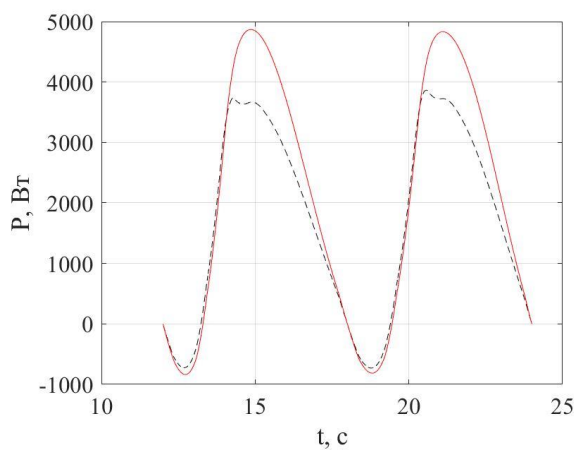
$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{\text{шт}}, \text{м}$	Номер сигнала	$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{\text{шт}}, \text{м}$	Номер сигнала
2,4	0,9	1	5	2,1	4
	2,1	2	8	0,9	5
5	0,9	3		2,1	6



1



2



3

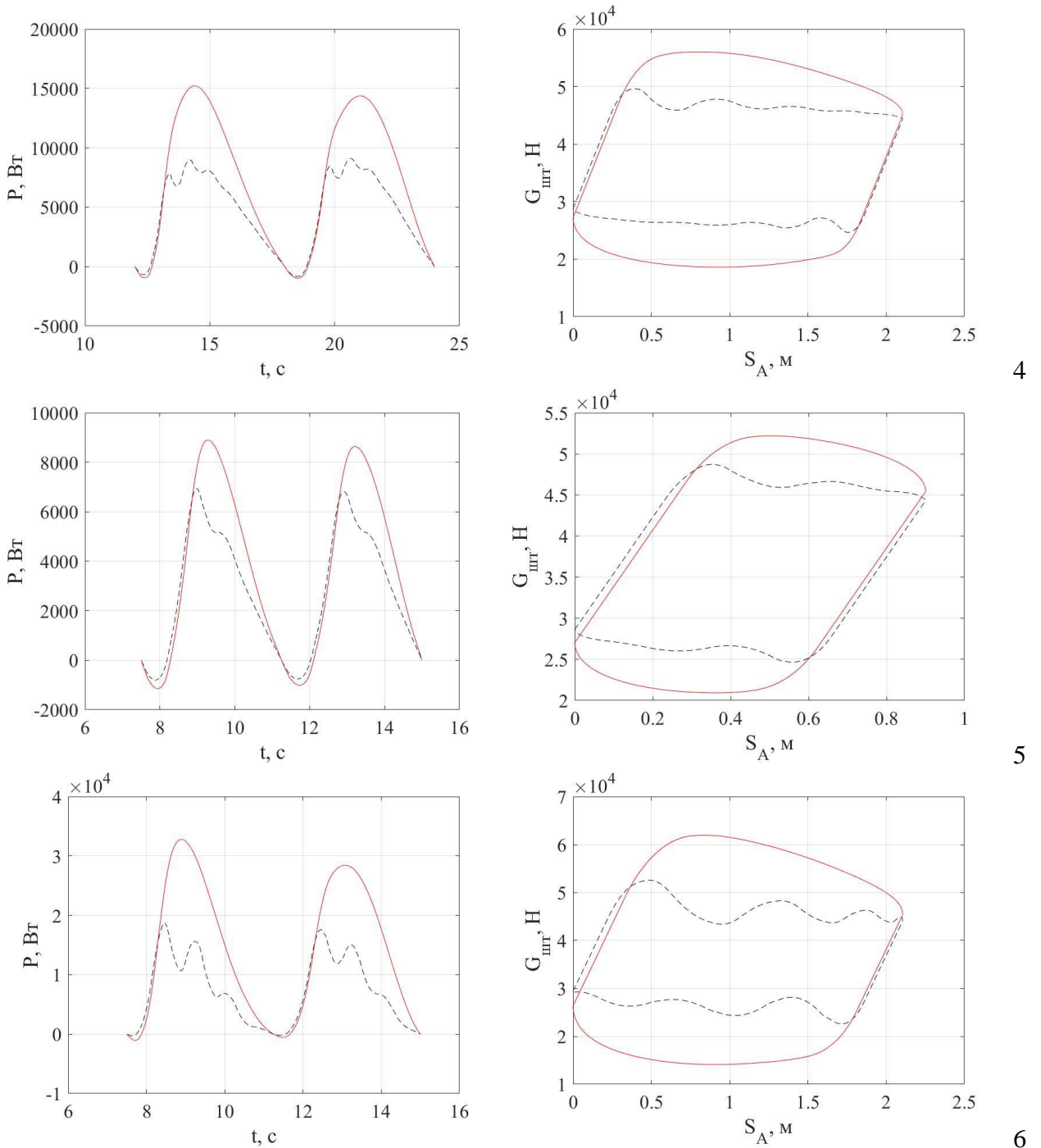
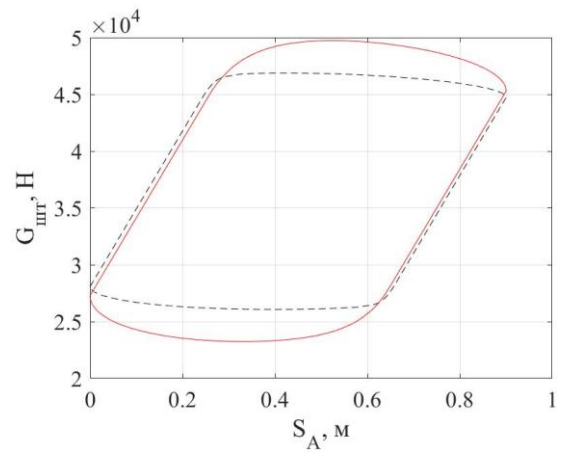
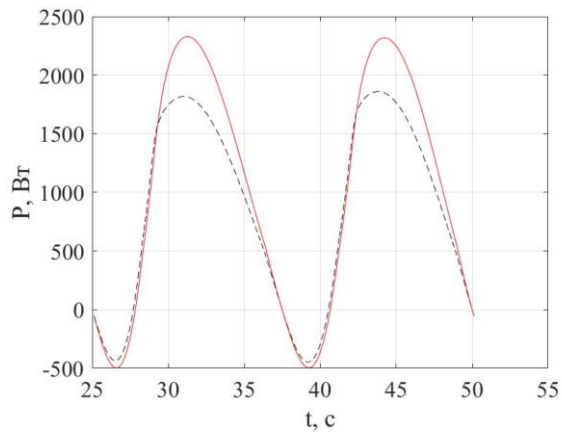


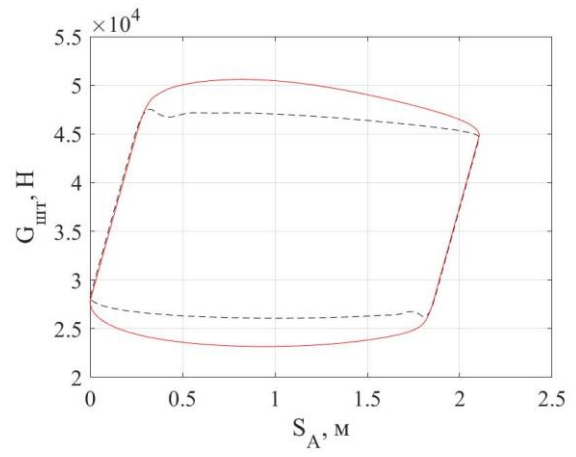
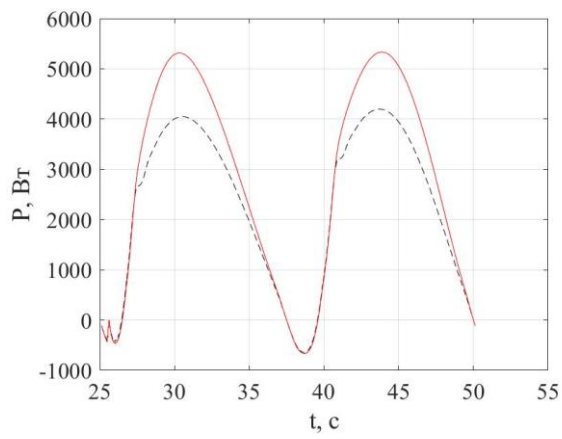
Рисунок А.2 – Ваттметрограммы и динамограммы, полученные при моделировании неисправности «Образование эмульсии»

Таблица А.3 – Параметры, использованные при моделировании неисправности «Запарафинивание»

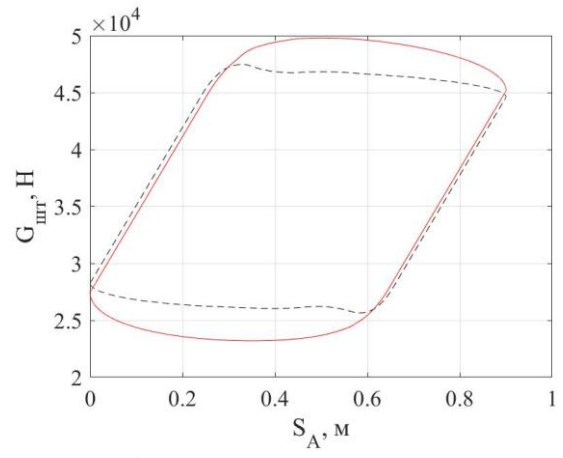
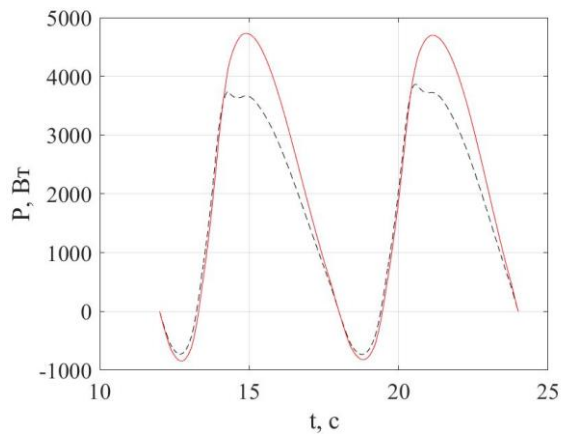
n , мин ⁻¹	$L_{шт}$, м	Номер сигнала	n , мин ⁻¹	$L_{шт}$, м	Номер сигнала
2,4	0,9	1	5	2,1	4
	2,1	2		0,9	5
5	0,9	3	8	2,1	6



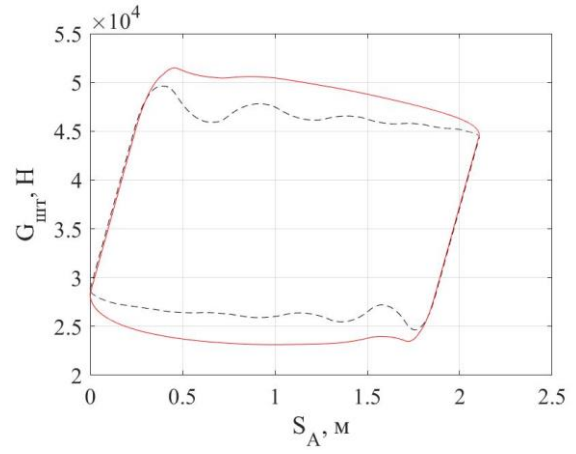
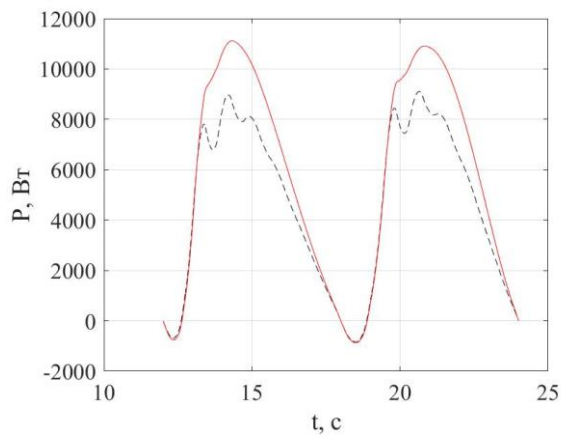
1



2



3



4

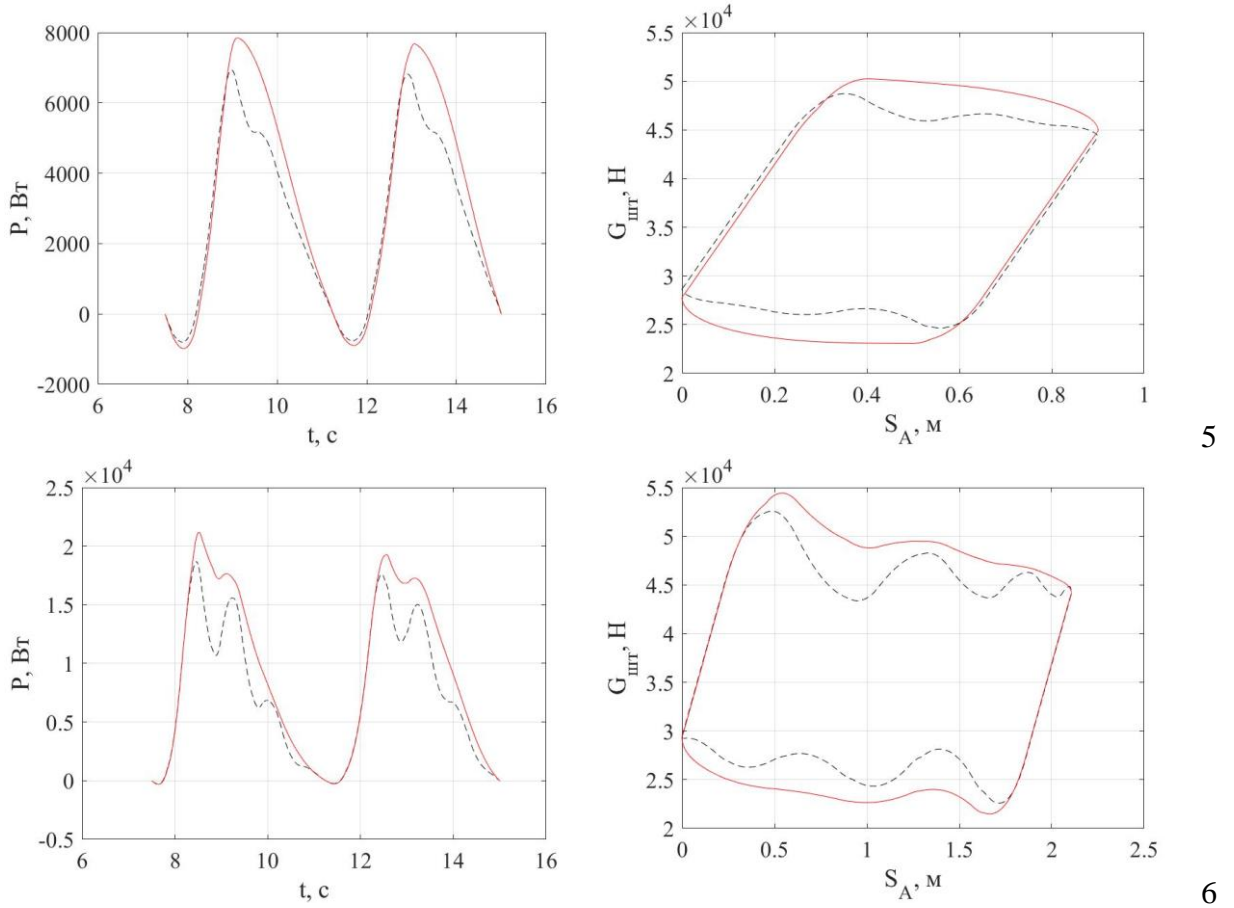
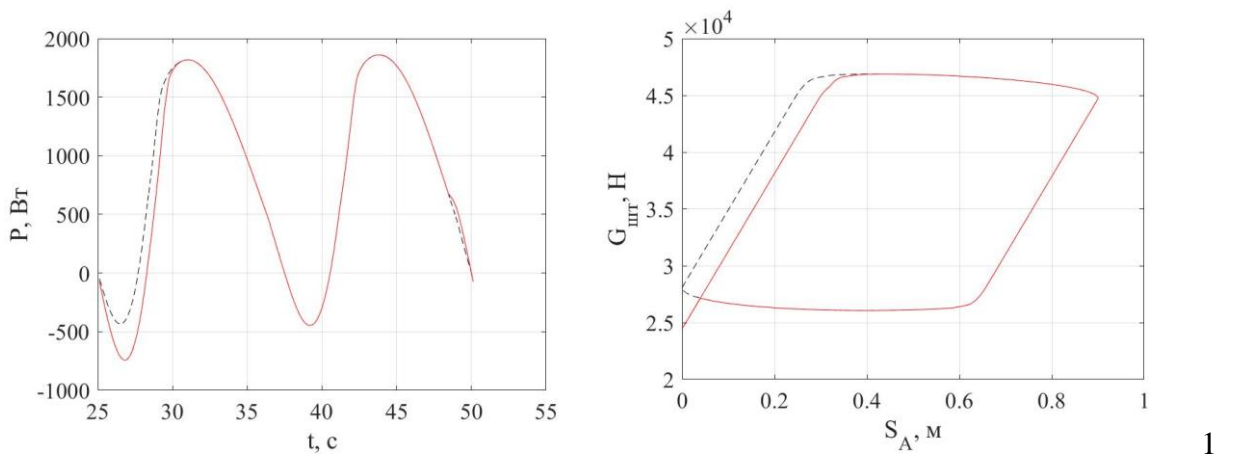
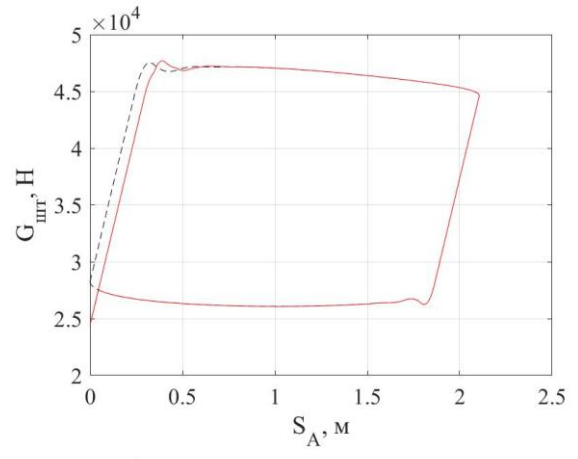
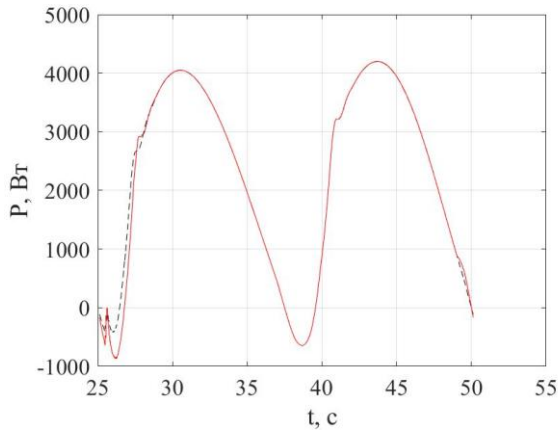


Рисунок А.3 – Ваттметрограммы и динамограммы, полученные при моделировании неисправности «Запарафинивание»

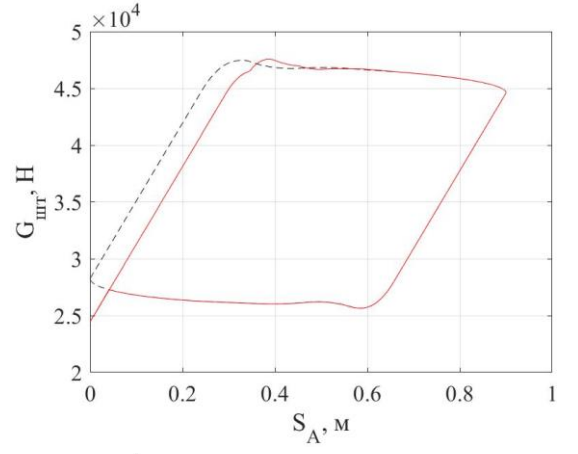
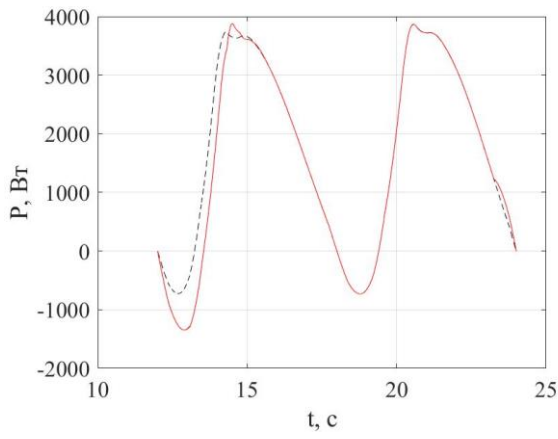
Таблица А.4 – Параметры, использованные при моделировании неисправности «Удар о приемный клапан»

$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{шт}, \text{м}$	Номер сигнала	$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{шт}, \text{м}$	Номер сигнала
2,4	0,9	1	5	2,1	4
	2,1	2		0,9	5
5	0,9	3	8	2,1	6

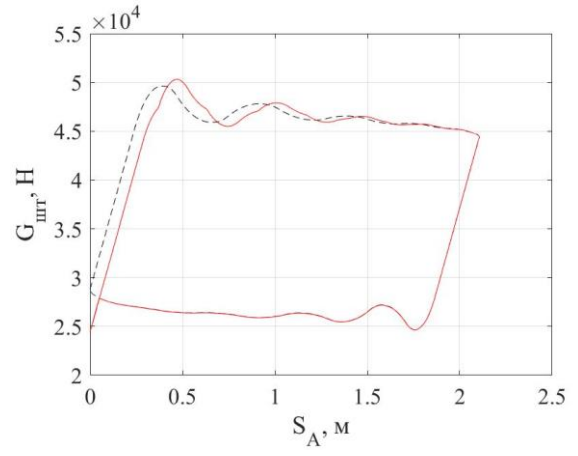
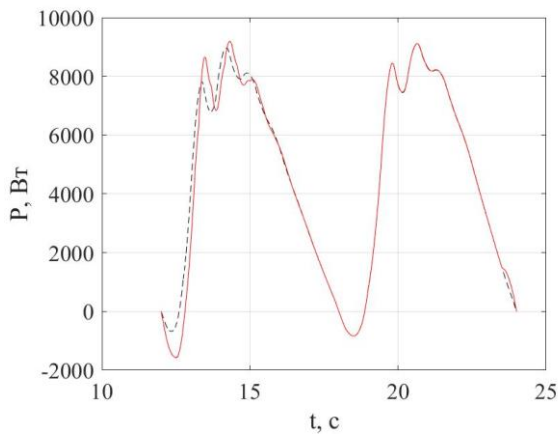




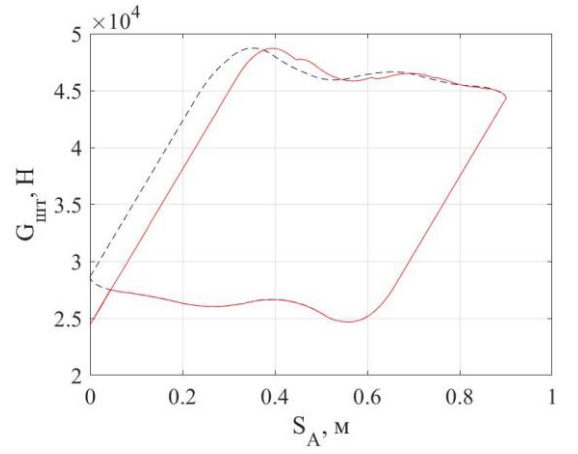
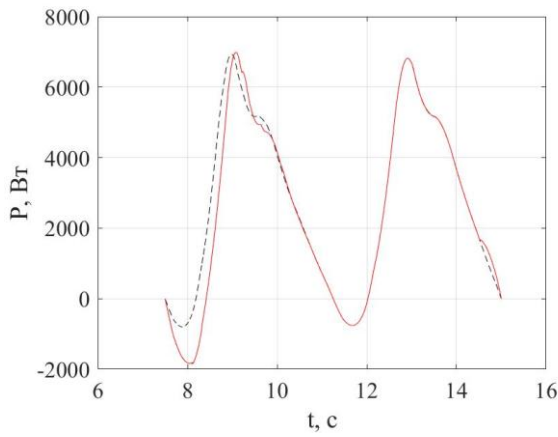
2



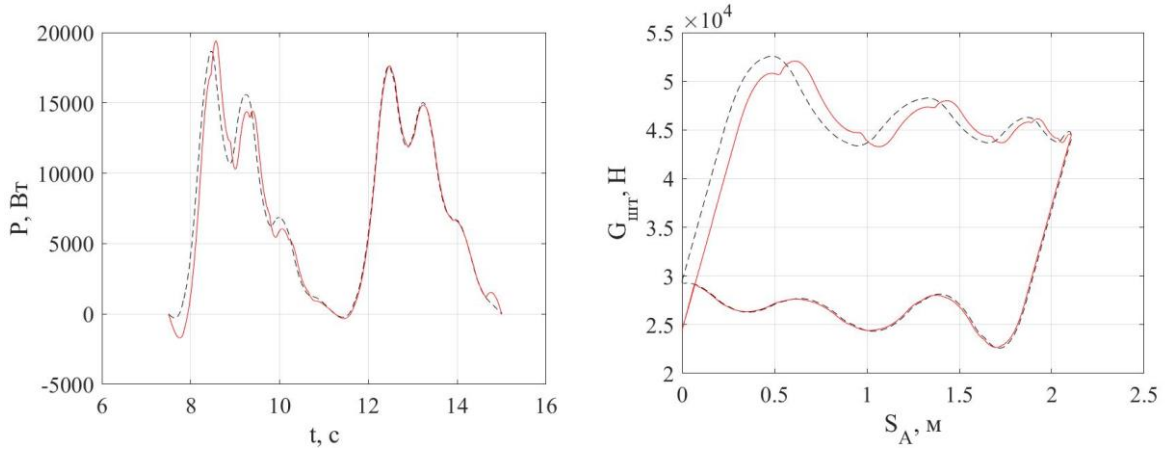
3



4



5

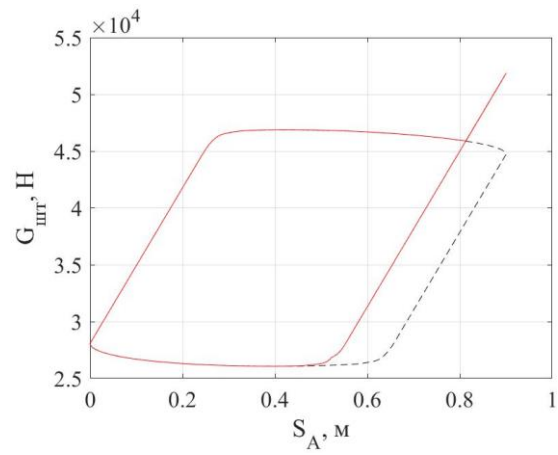
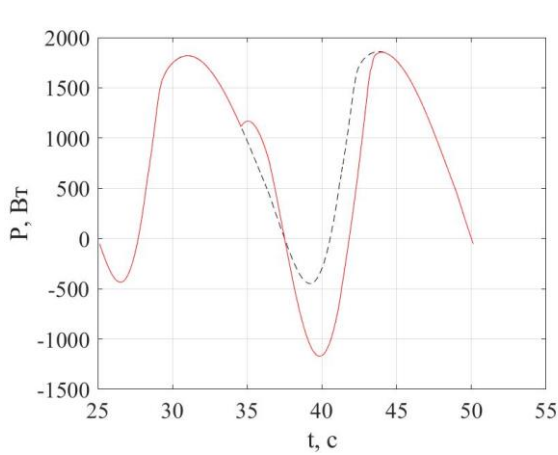


6

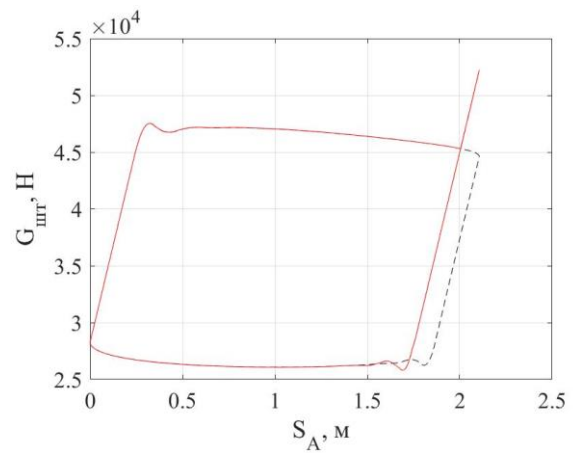
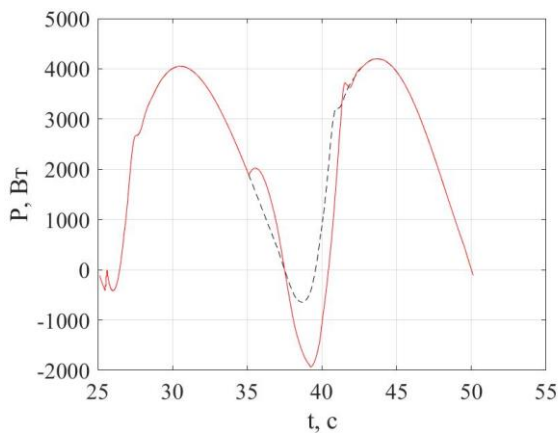
Рисунок А.4 – Ваттметрограммы и динамограммы, полученные при моделировании неисправности «Удар о приемный клапан»

Таблица А.5 – Параметры, использованные при моделировании неисправности «Удар о верхнюю гайку»

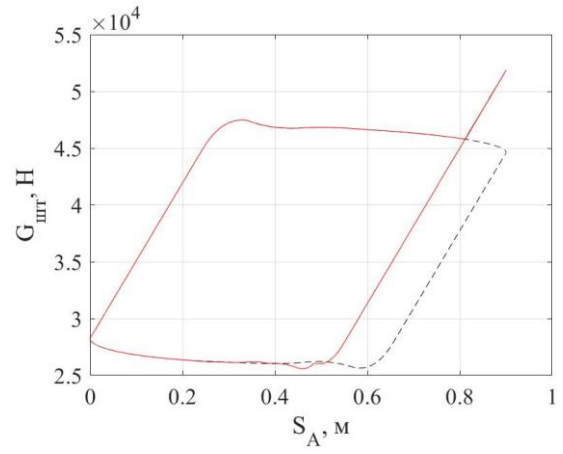
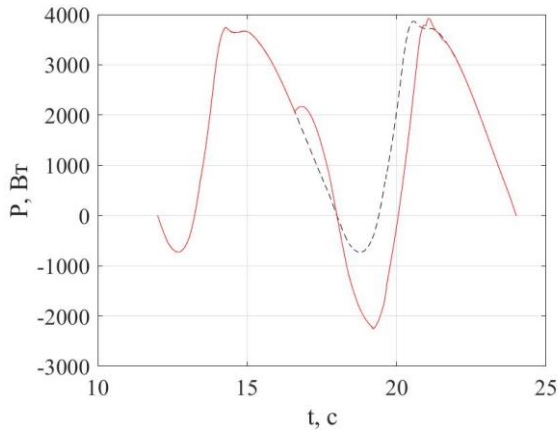
$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{\text{шпг}}, \text{м}$	Номер сигнала	$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{\text{шпг}}, \text{м}$	Номер сигнала
2,4	0,9	1	5	2,1	4
	2,1	2		0,9	5
5	0,9	3	8	2,1	6



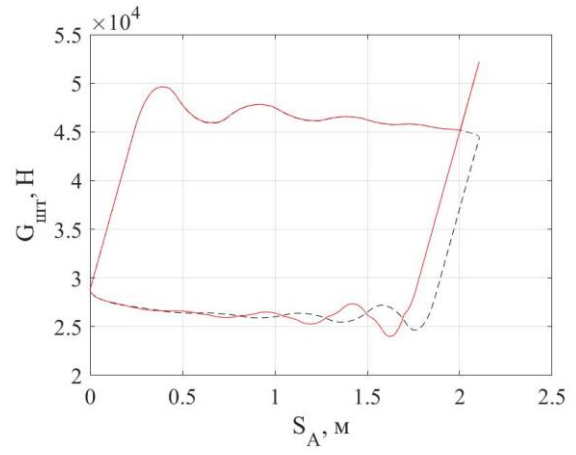
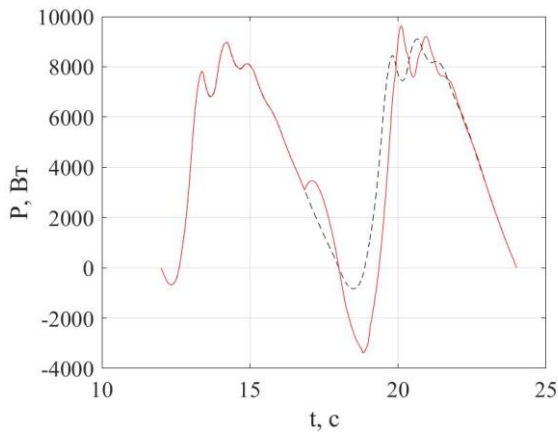
1



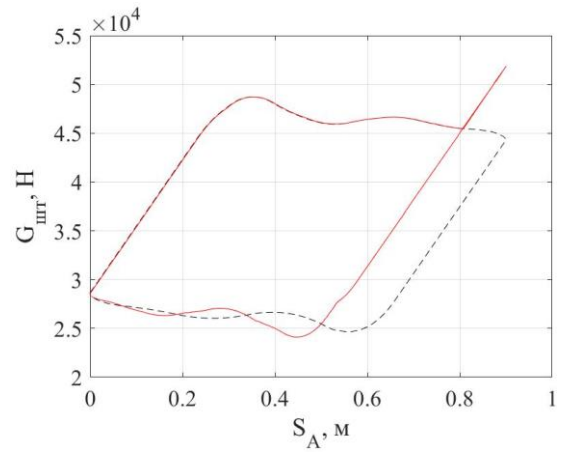
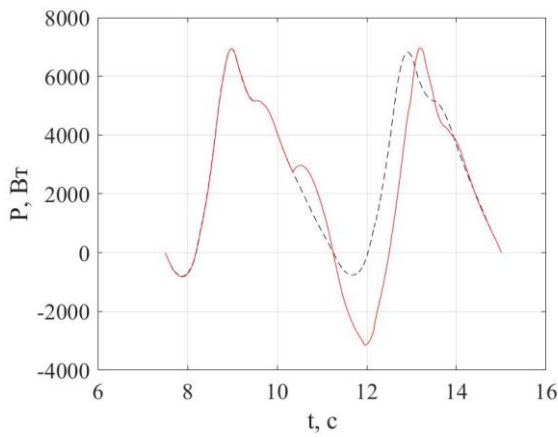
2



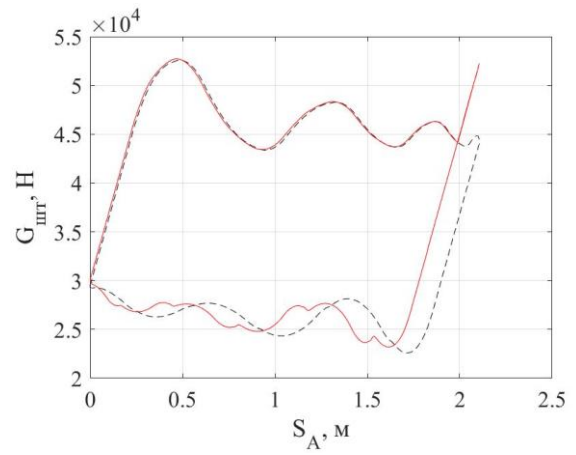
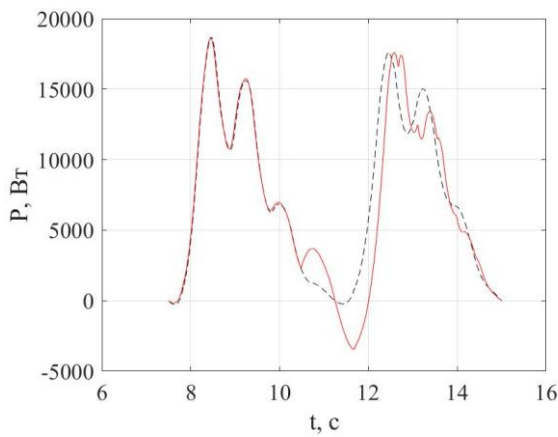
3



4



5

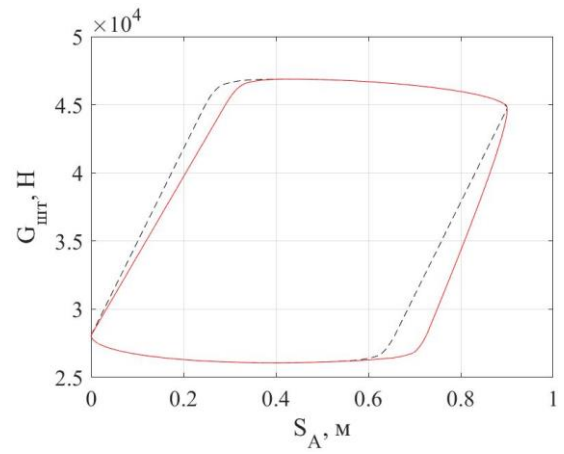
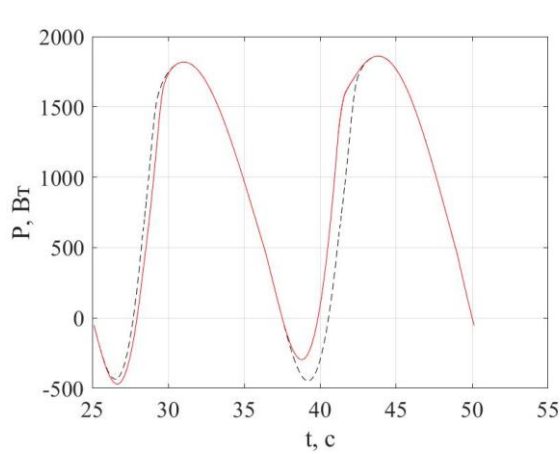


6

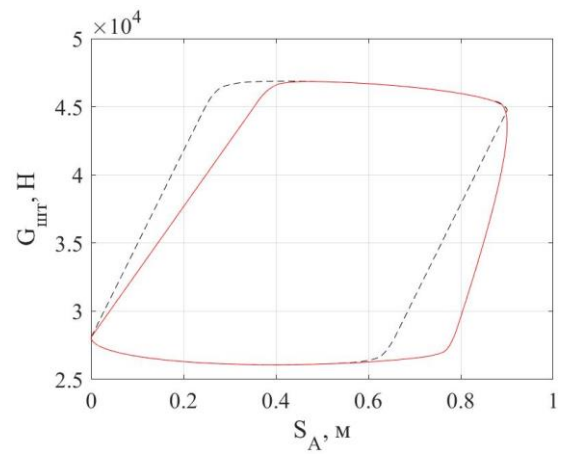
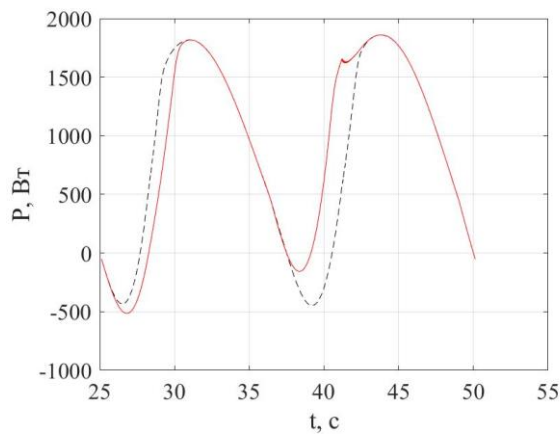
Рисунок А.5 – Ваттметрограммы и динамограммы, полученные при моделировании неисправности «Удар о верхнюю гайку»

Таблица А.6 – Параметры, использованные при моделировании неисправности «Утечка нагнетательный клапан»

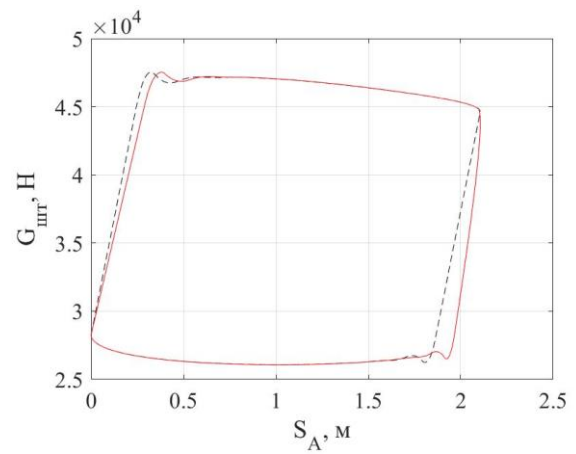
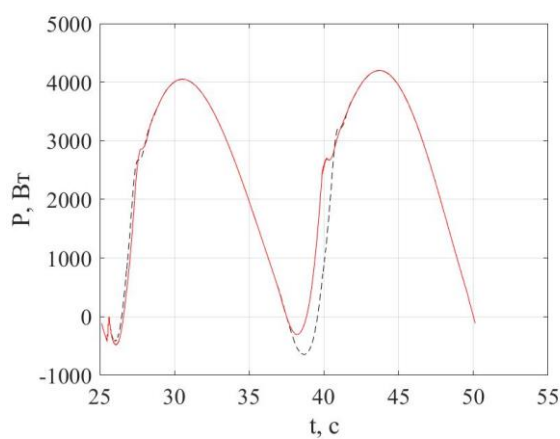
$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{\text{шт}}, \text{м}$	Величина зазора	Номер сигнала	$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{\text{шт}}, \text{м}$	Величина зазора	Номер сигнала
2,4	0,9	100	1	5	2,1	100	7
		200	2			200	8
	2,1	100	3	8	0,9	100	9
		200	4			200	10
5	0,9	100	5	2,1	100	11	
		200	6		200	12	



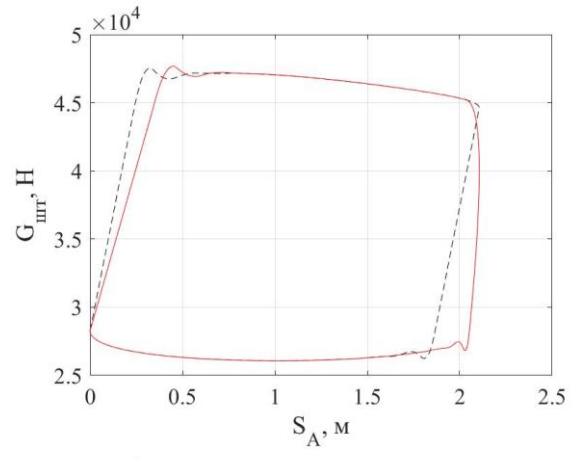
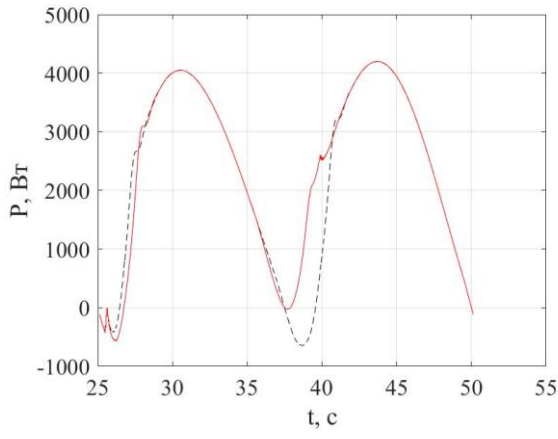
1



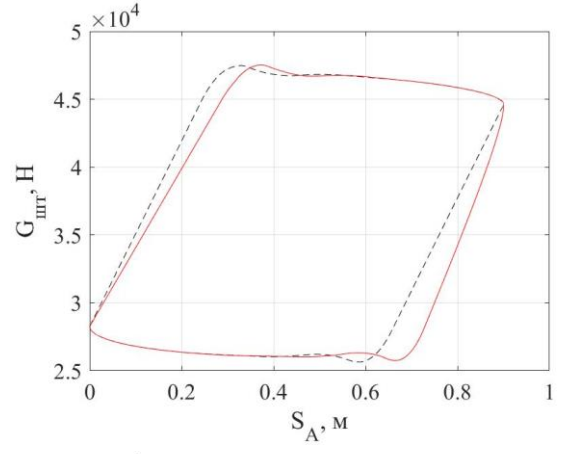
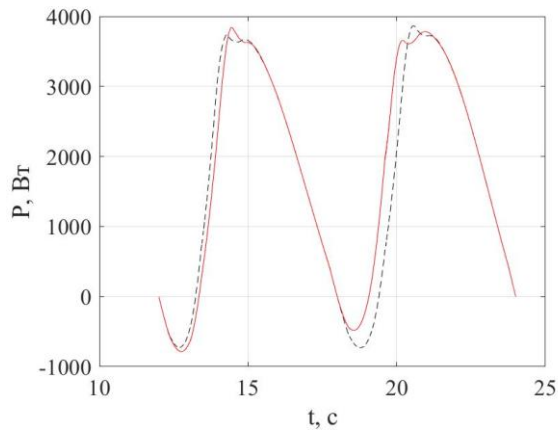
2



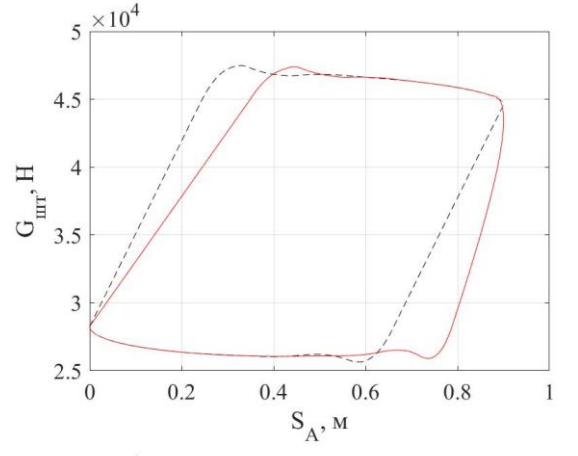
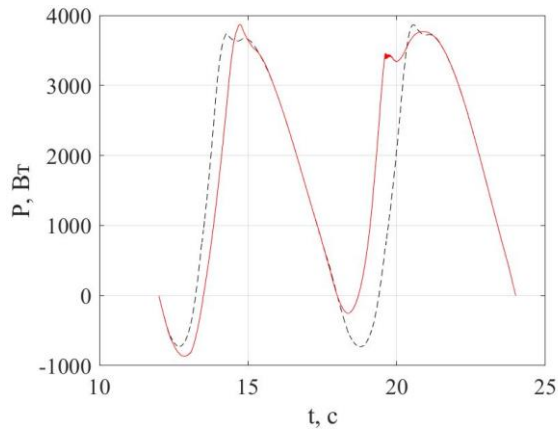
3



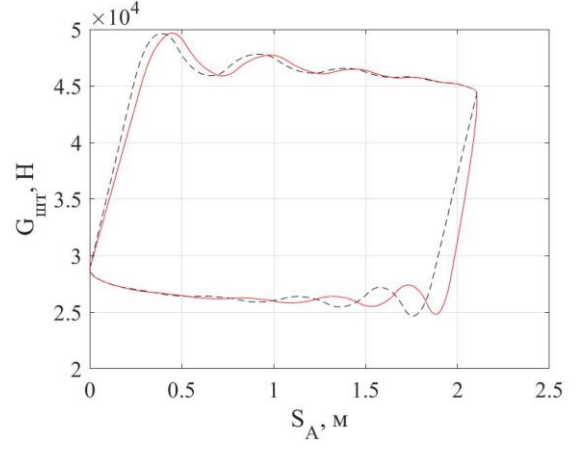
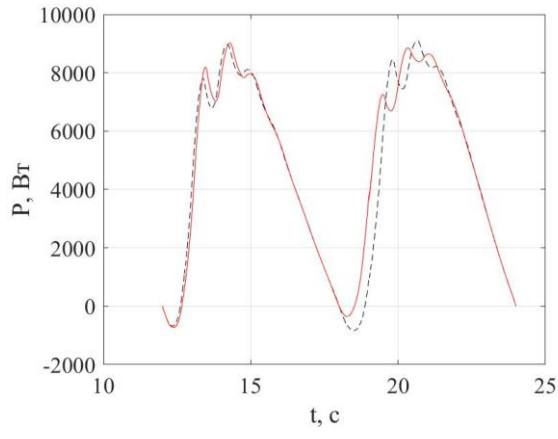
4



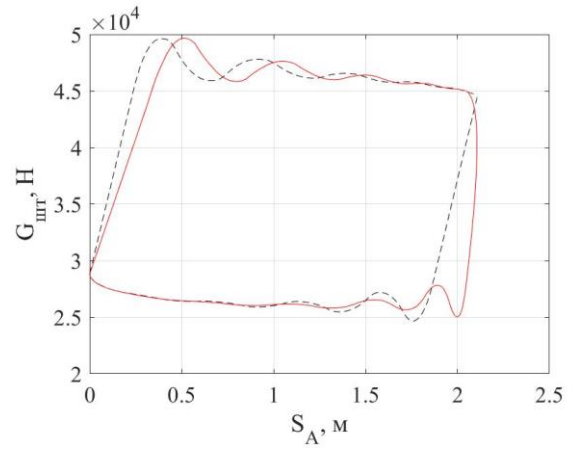
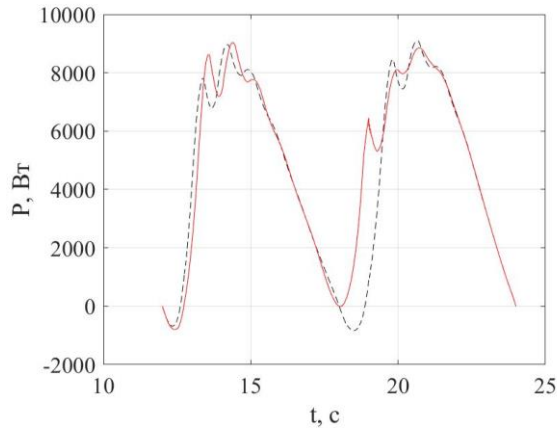
5



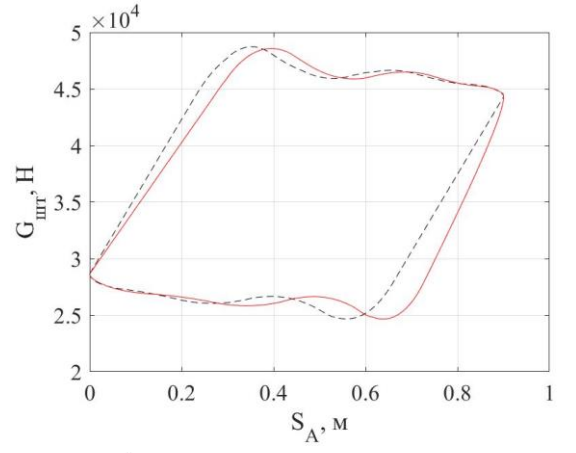
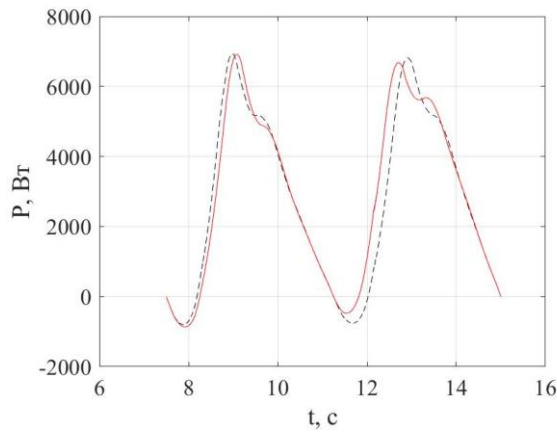
6



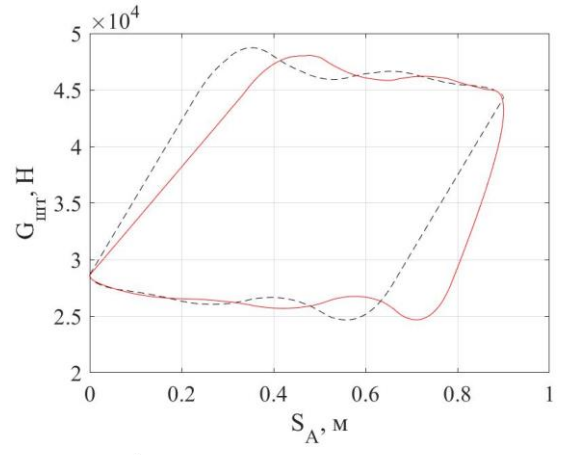
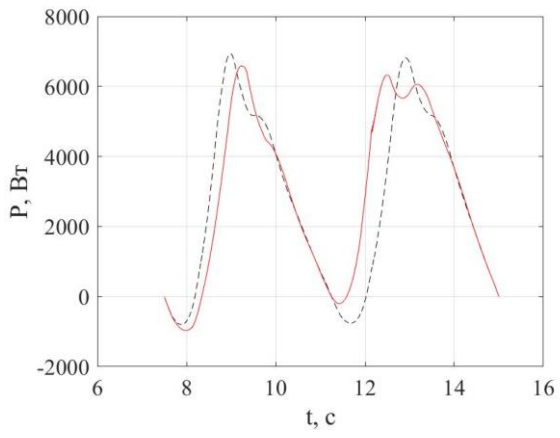
7



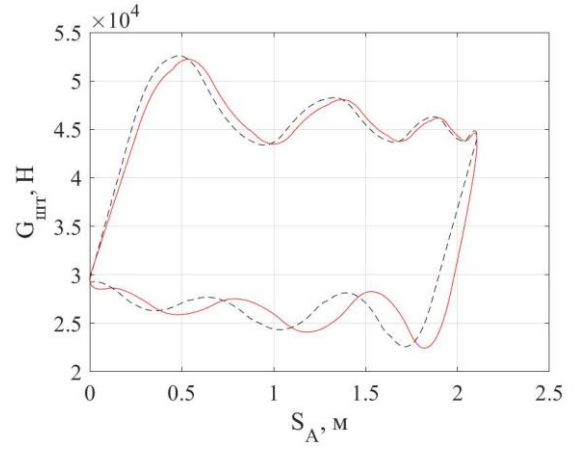
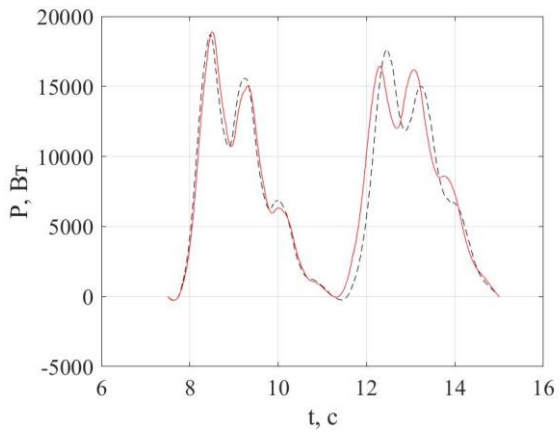
8



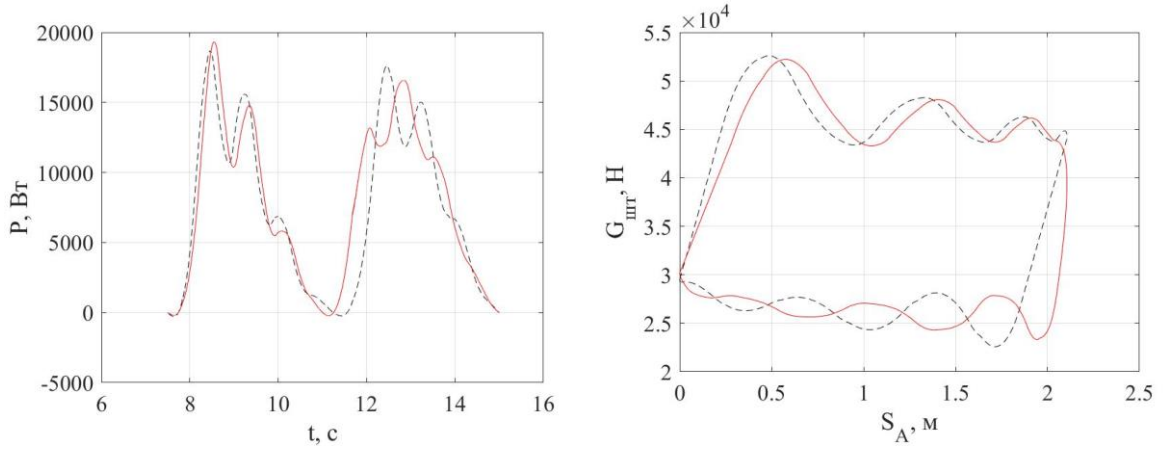
9



10



11

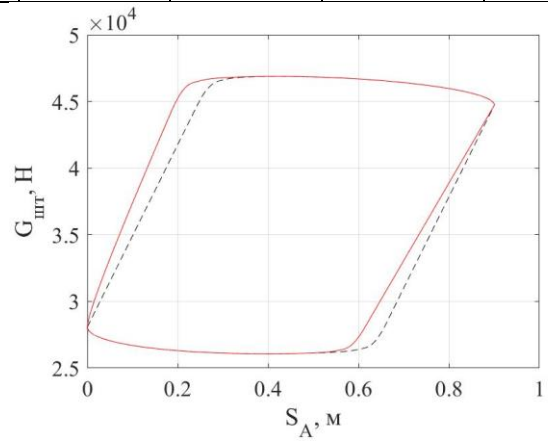
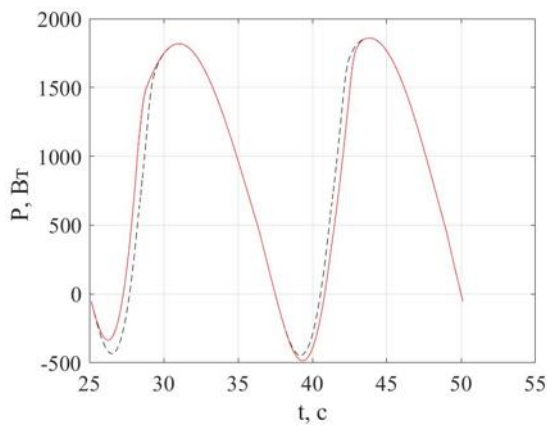


12

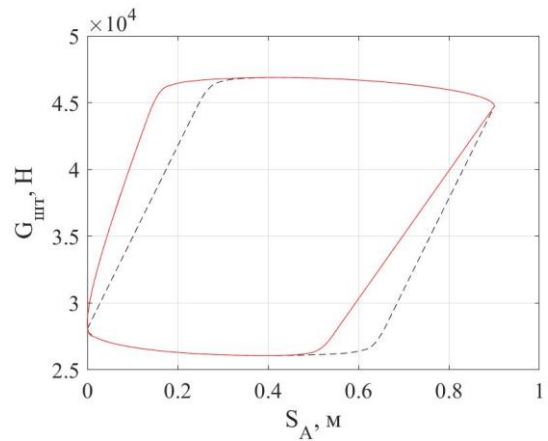
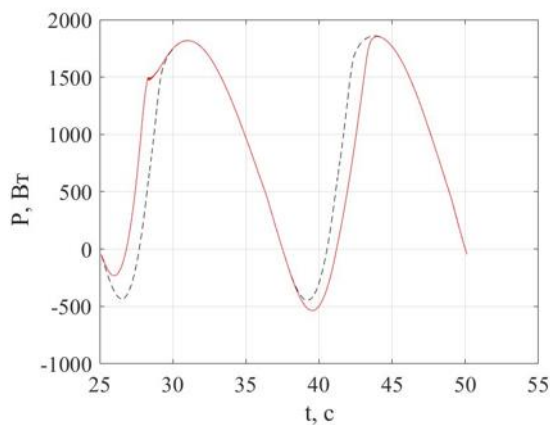
Рисунок А.6 – Ваттметрограммы и динамограммы, полученные при моделировании неисправности «Утечка нагнетательный клапан»

Таблица А.7 – Параметры, использованные при моделировании неисправности «Утечка приемный клапан»

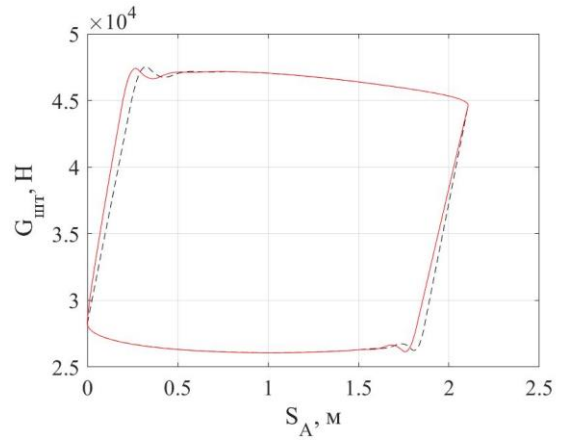
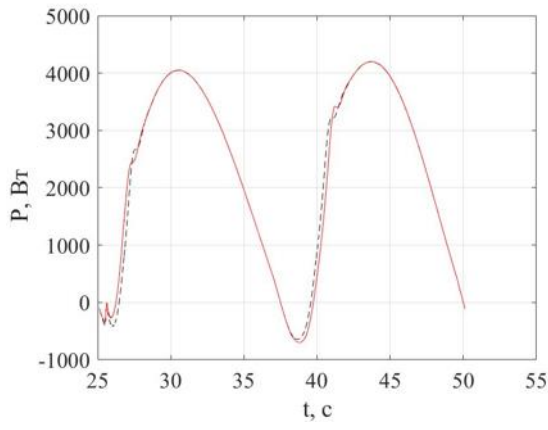
$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{шт}, \text{м}$	Величина зазора	Номер сигнала	$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{шт}, \text{м}$	Величина зазора	Номер сигнала
2,4	0,9	100	1	5	2,1	100	7
		200	2			200	8
	2,1	100	3	8	0,9	100	9
		200	4			200	10
5	0,9	100	5	2,1	2,1	100	11
		200	6			200	12



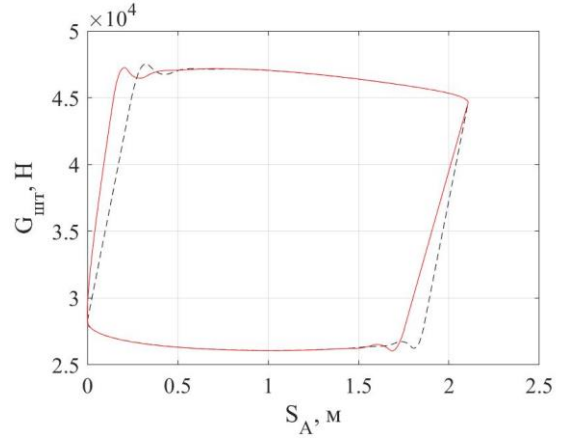
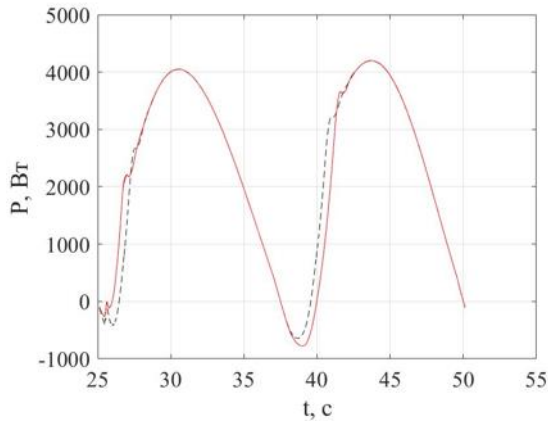
1



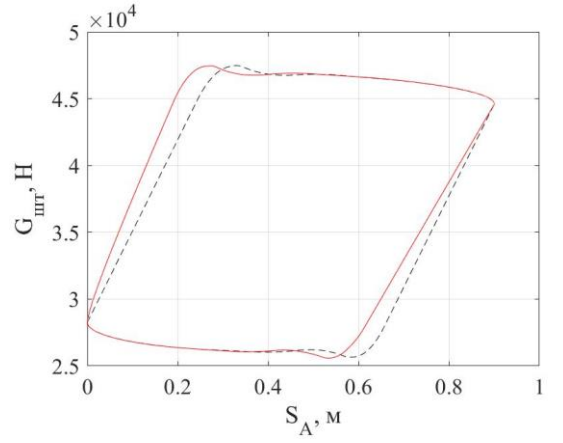
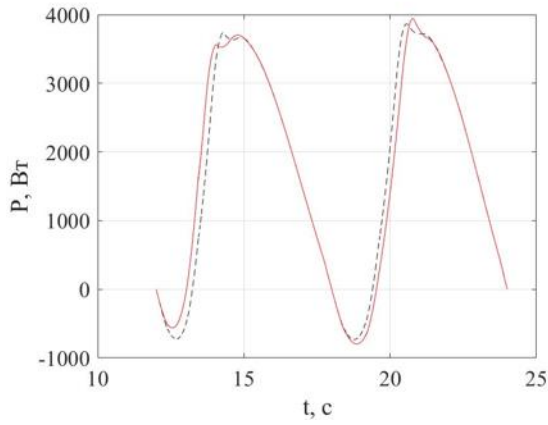
2



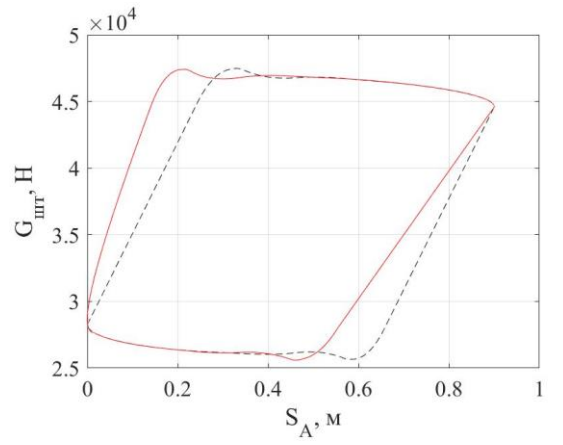
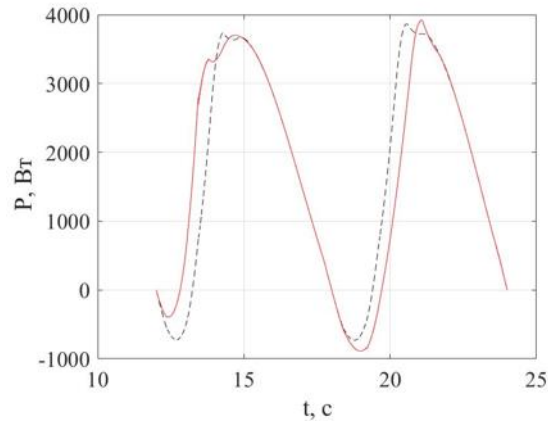
3



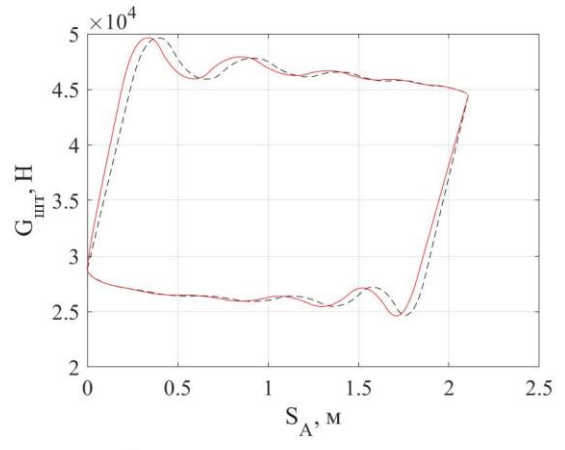
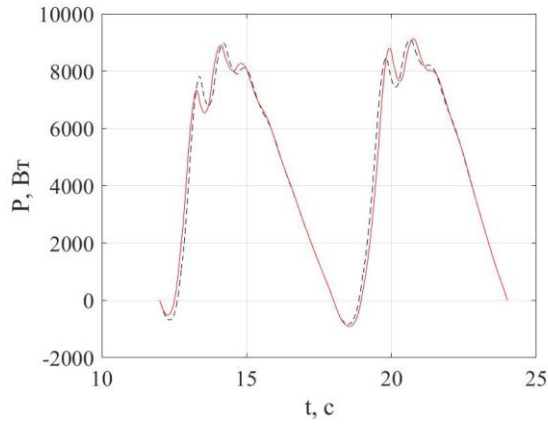
4



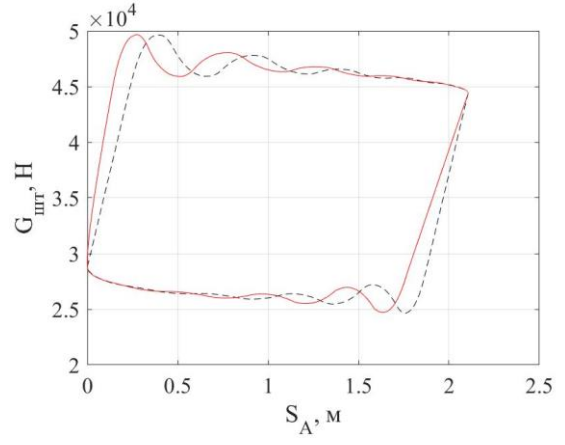
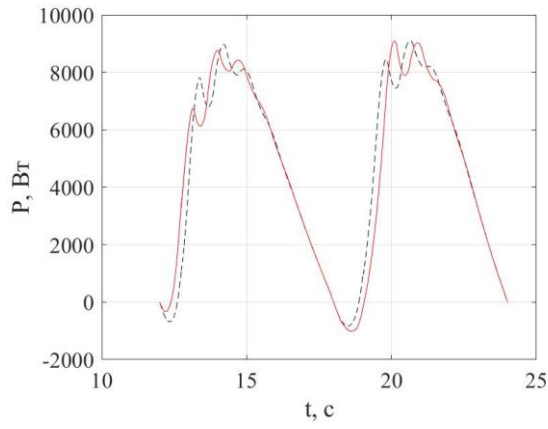
5



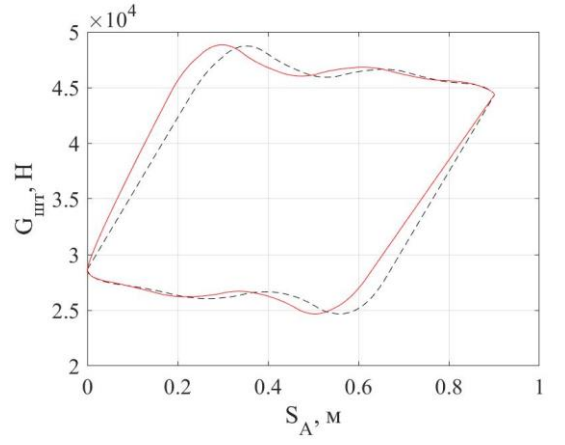
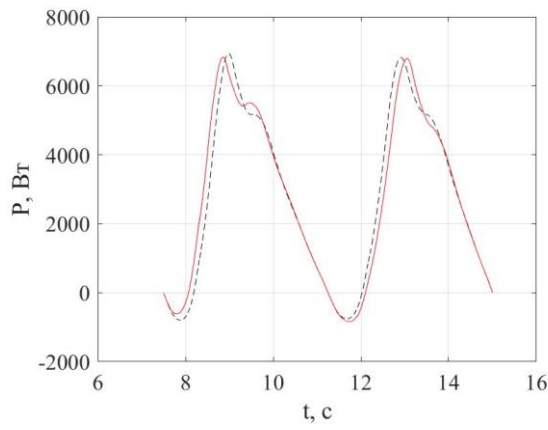
6



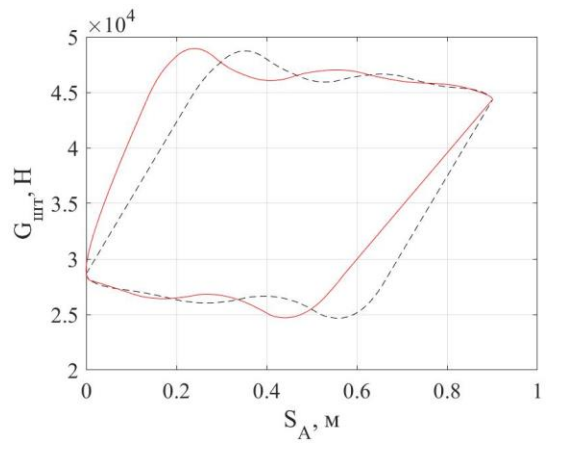
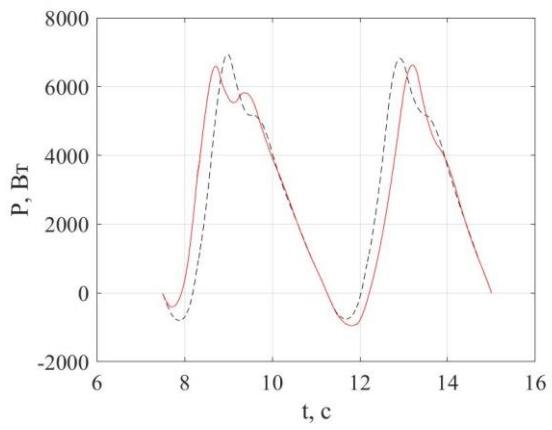
7



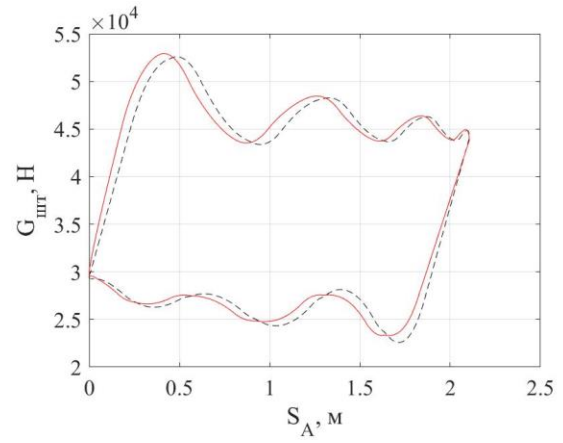
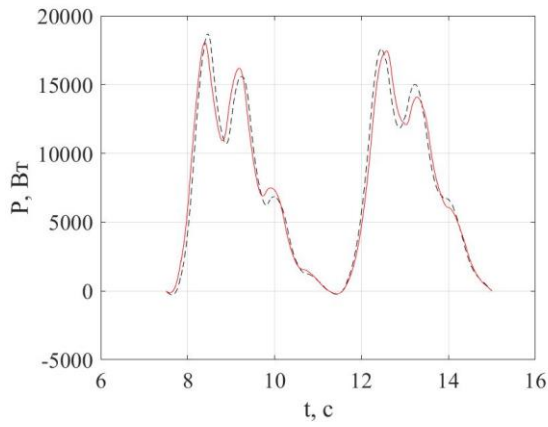
8



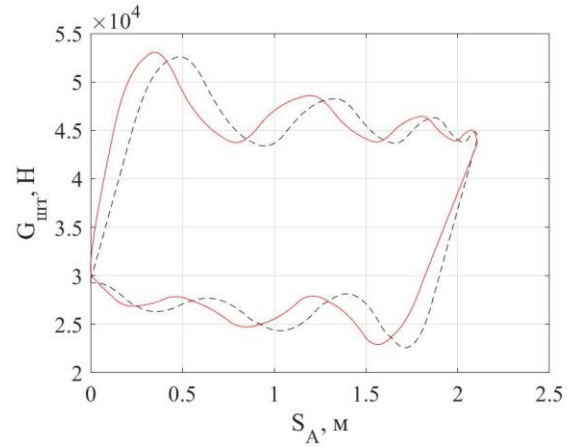
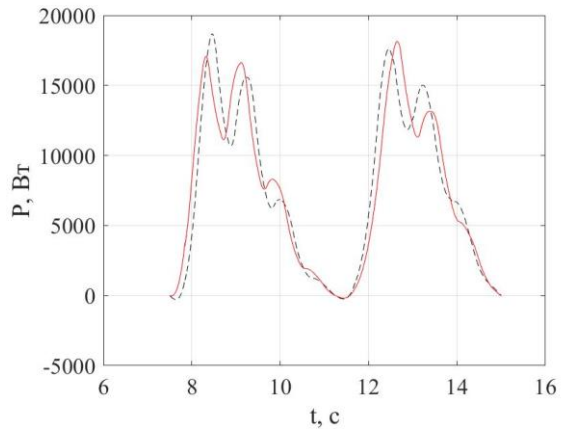
9



10



11



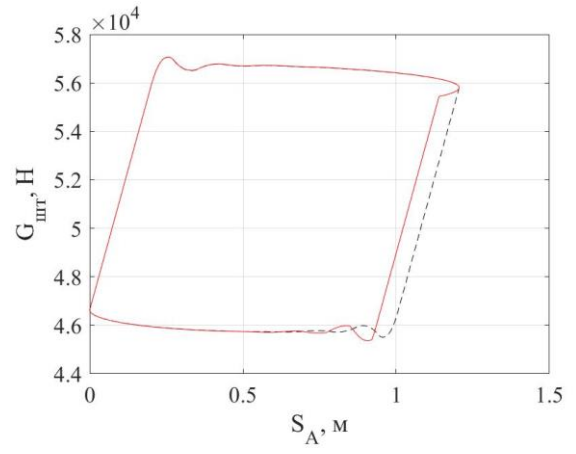
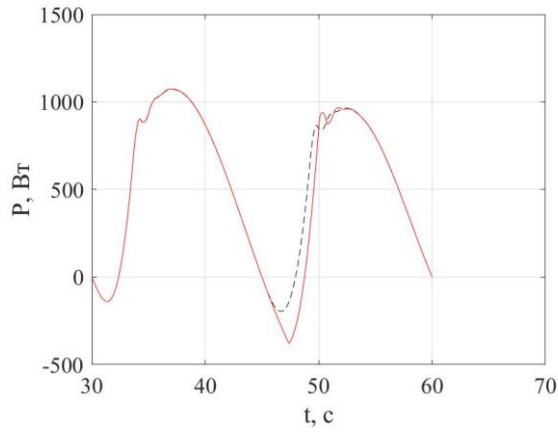
12

Рисунок А.7 – Ваттметрограммы и динамограммы, полученные при моделировании неисправности «Утечка приемный клапан»

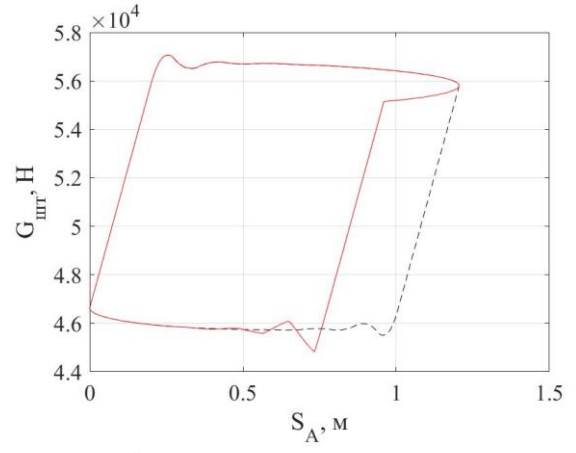
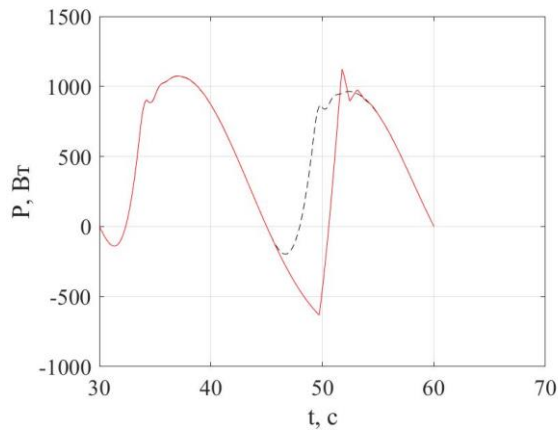
Параметры оборудования представлены таблице 4.2.

Таблица А.8 – Параметры, использованные при моделировании неисправности «Попадание газа»

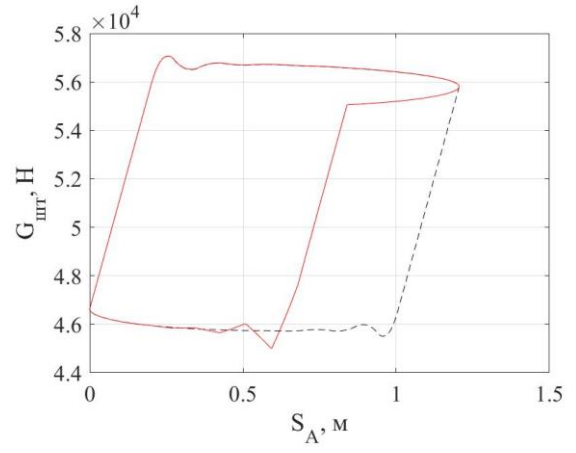
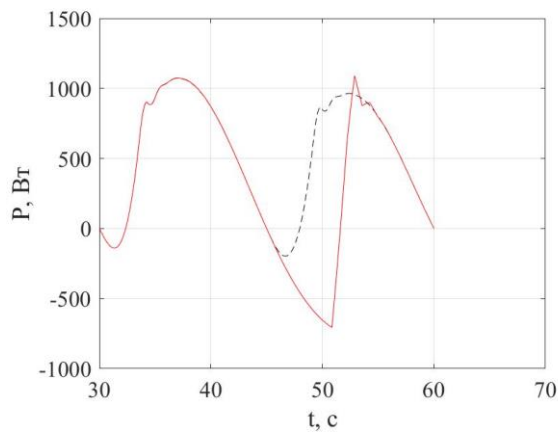
$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{шт}, \text{м}$	Коэффициент заполнения насоса, %	Номер сигнала	$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{шт}, \text{м}$	Коэффициент заполнения насоса, %	Номер сигнала
2	1,2	95	1	3,5	1,2	95	7
		80	2			80	8
		70	3			70	9
	3	95	4		3	95	10
		80	5			80	11
		70	6			70	12



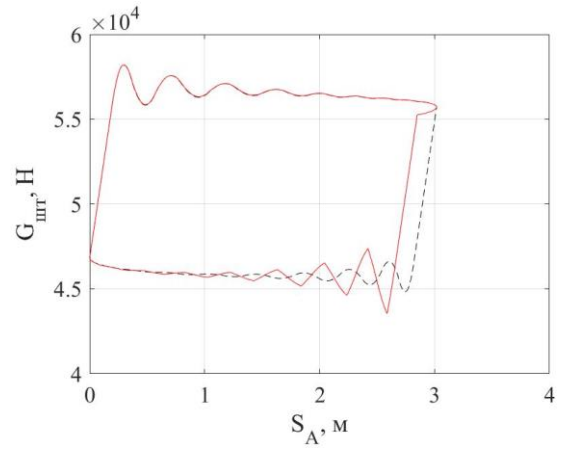
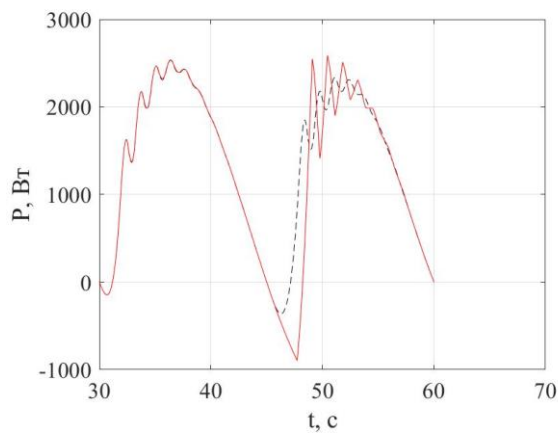
1



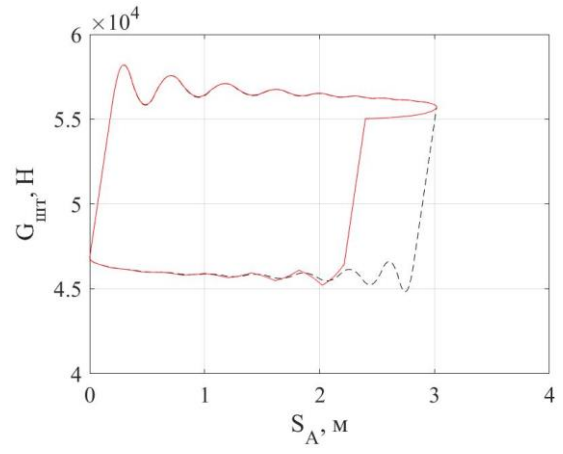
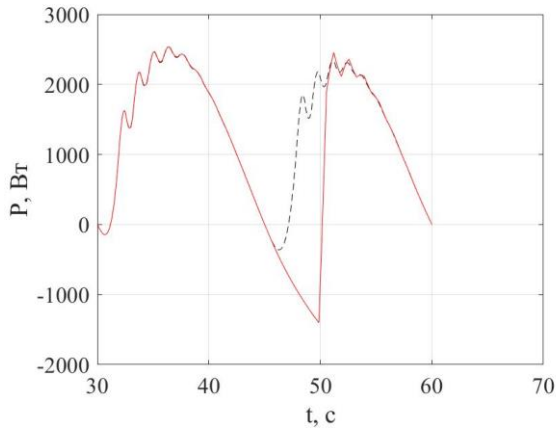
2



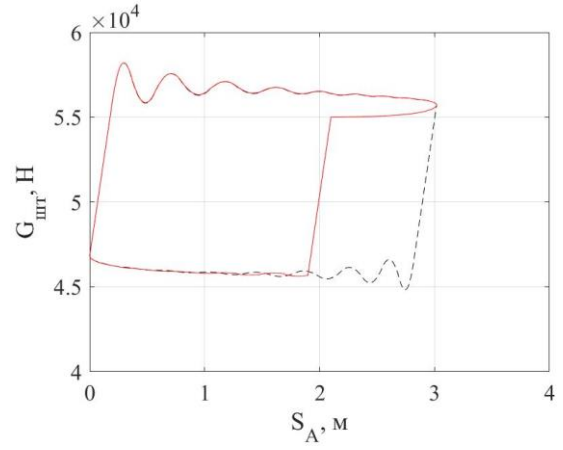
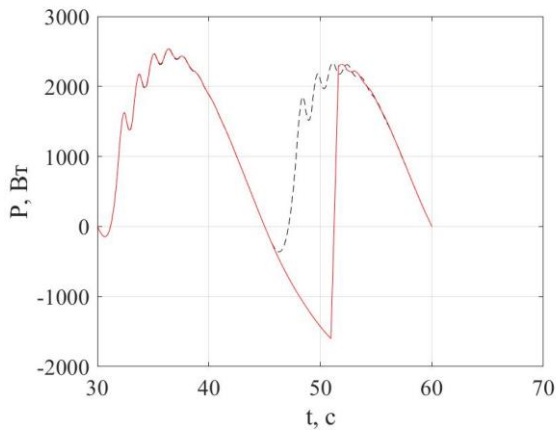
3



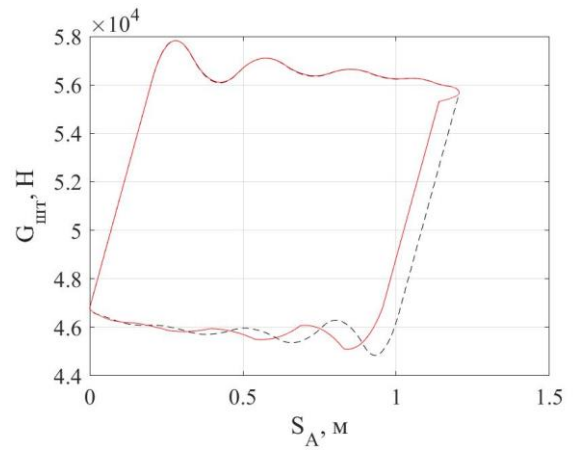
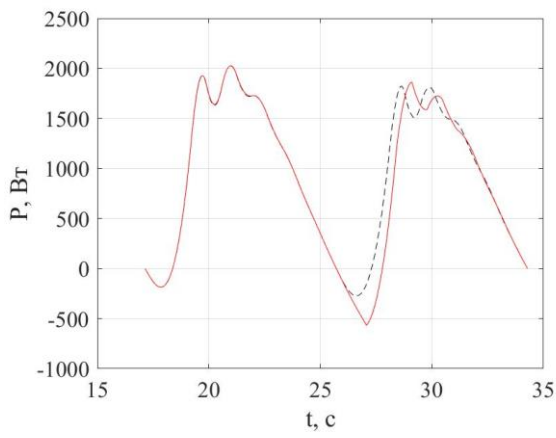
4



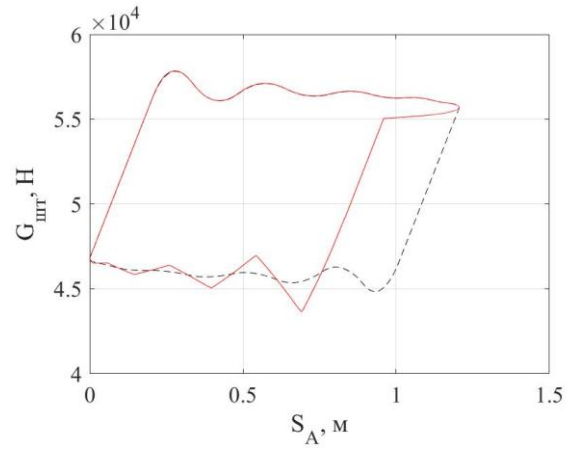
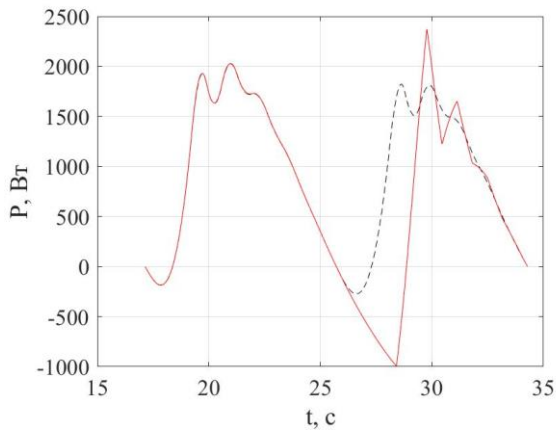
5



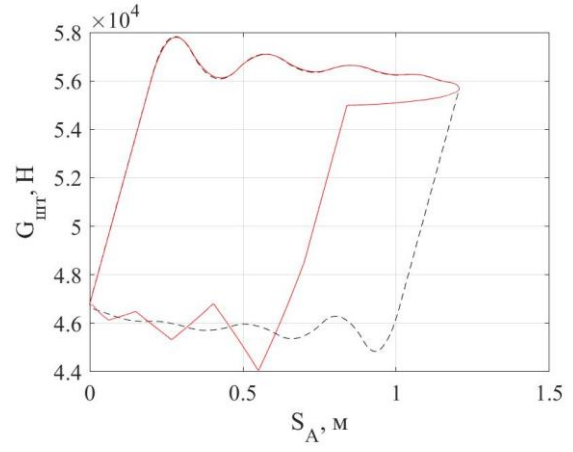
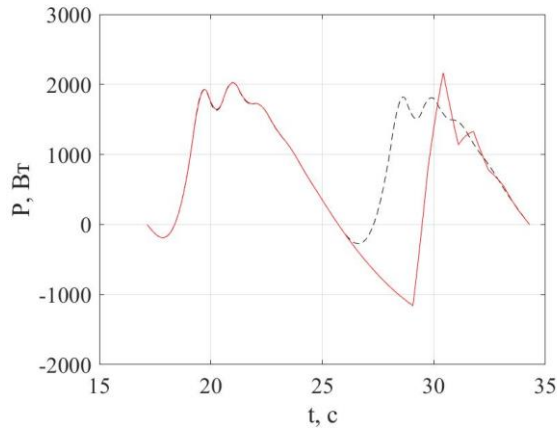
6



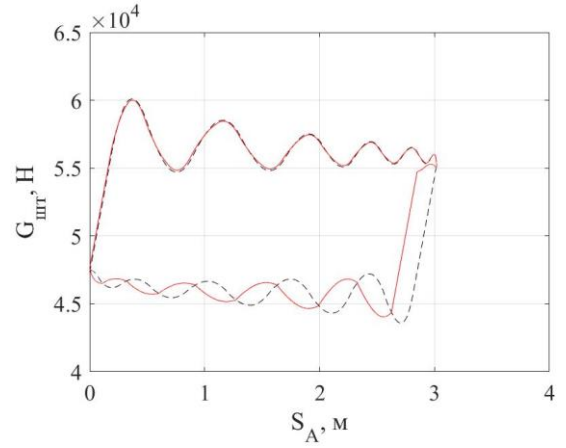
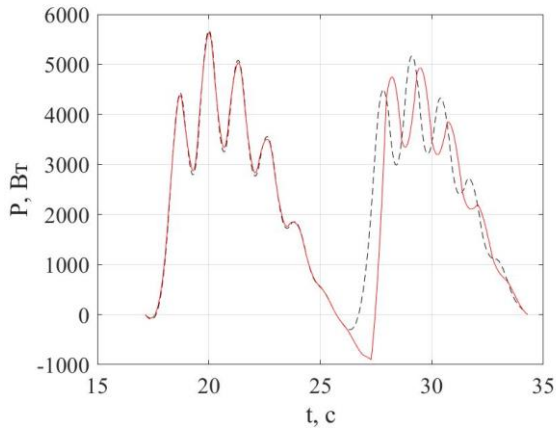
7



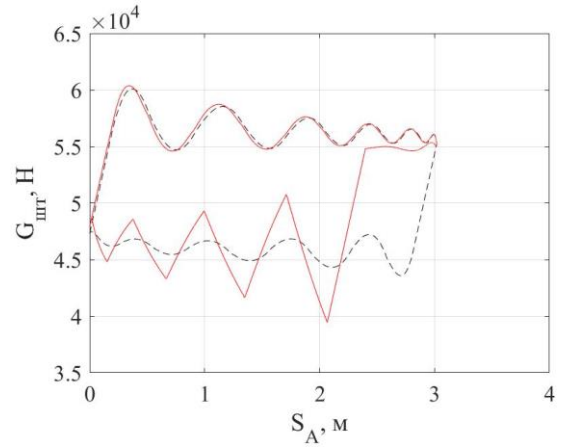
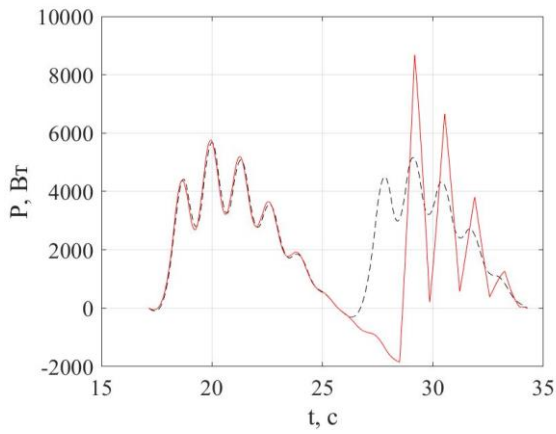
8



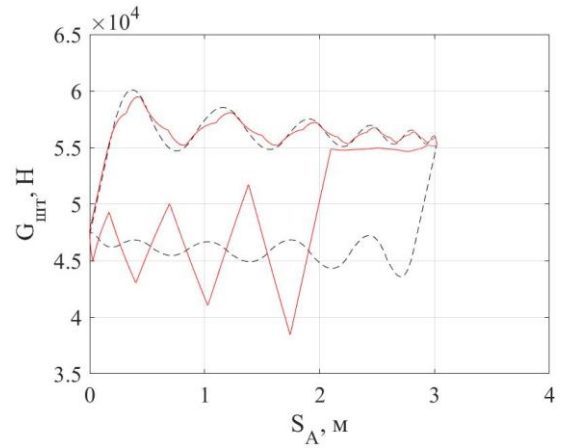
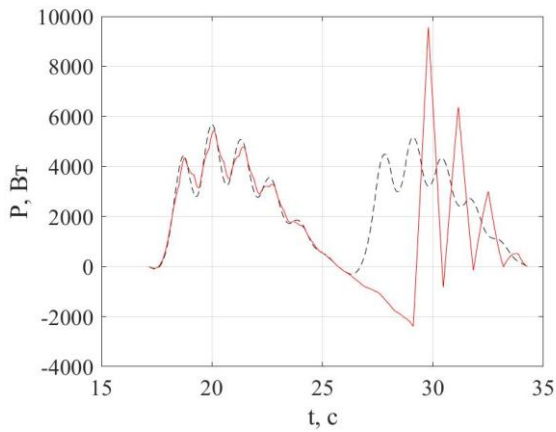
9



10



11

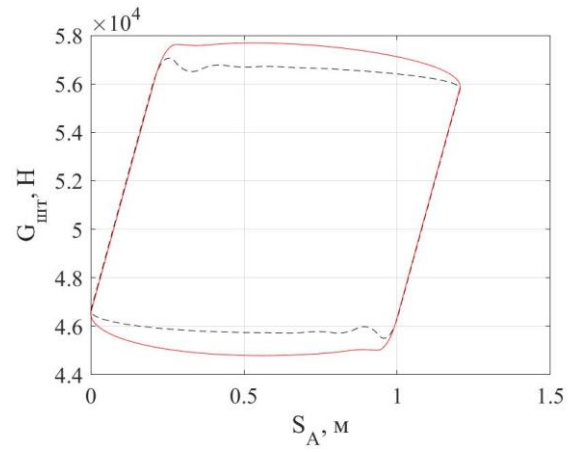
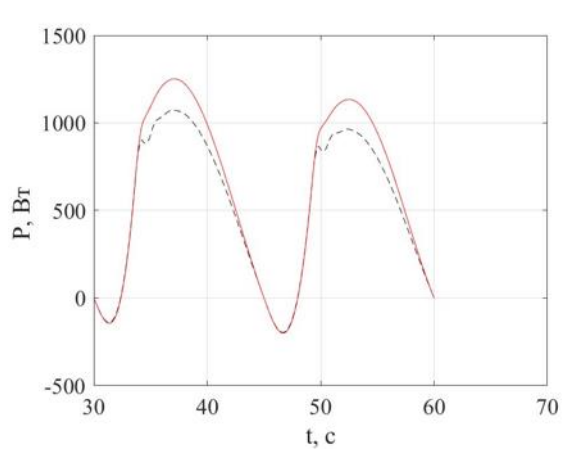


12

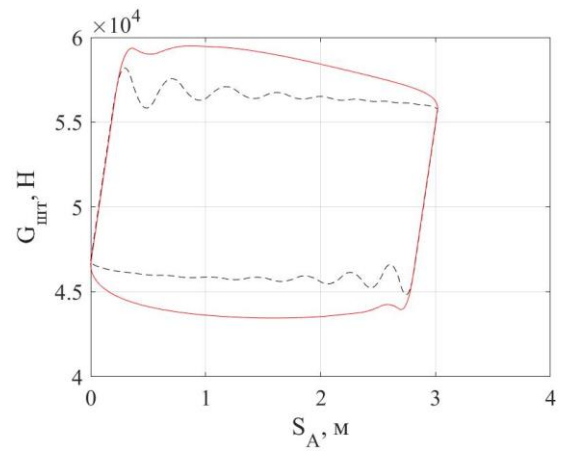
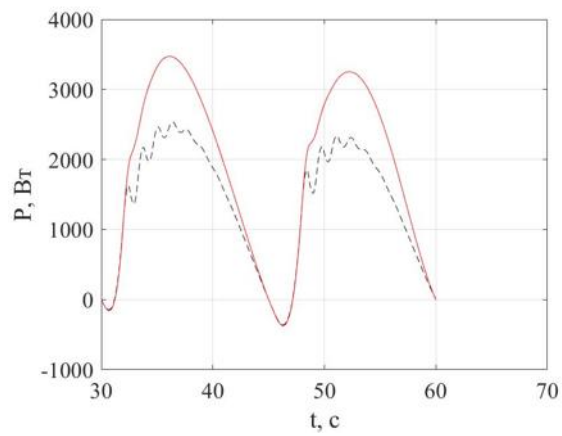
Рисунок А.8 – Ваттметрограммы и динамограммы, полученные при моделировании неисправности «Влияние газа»

Таблица А.9 – Параметры, использованные при моделировании неисправности «Образование эмульсии»

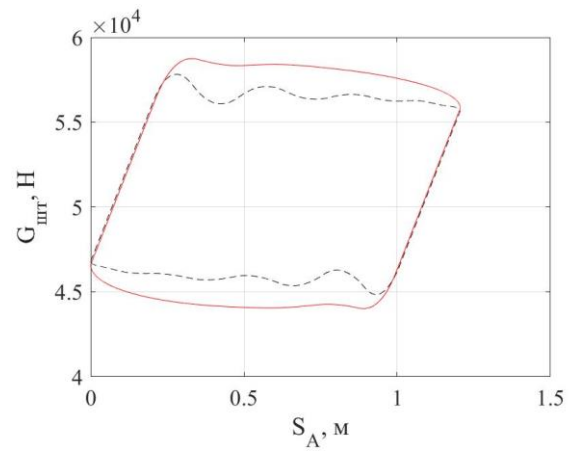
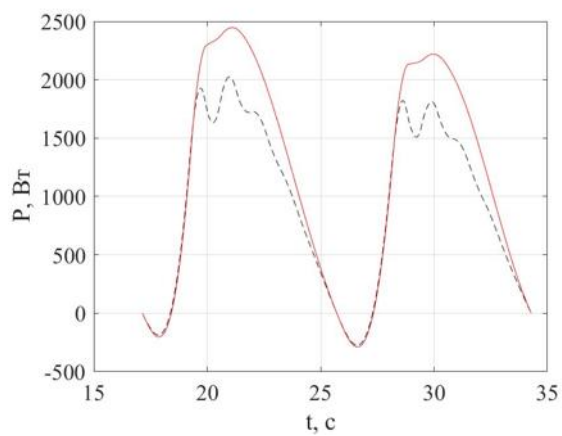
$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{\text{шт}}, \text{м}$	Номер сигнала	$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{\text{шт}}, \text{м}$	Номер сигнала
2	1,2	1	3,5	1,2	3
	3	2		3	4



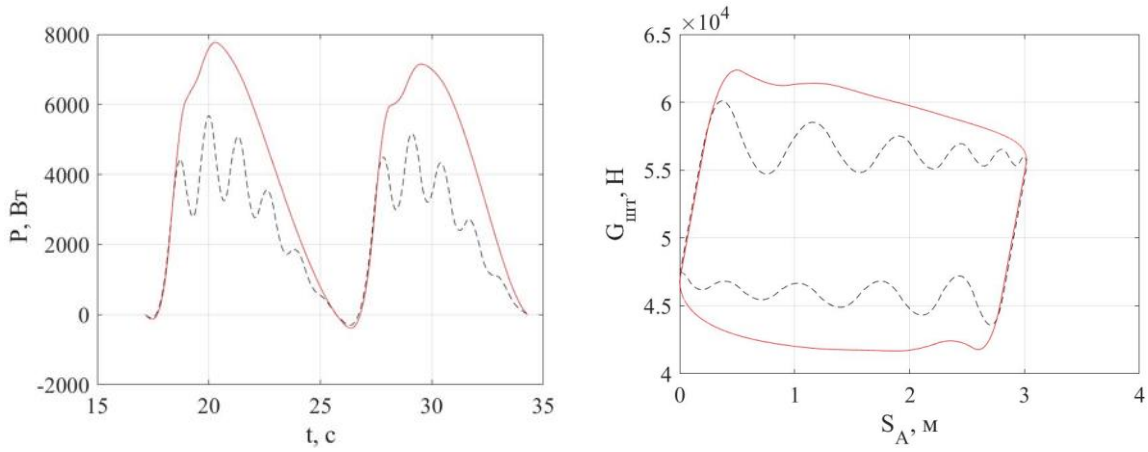
1



2



3

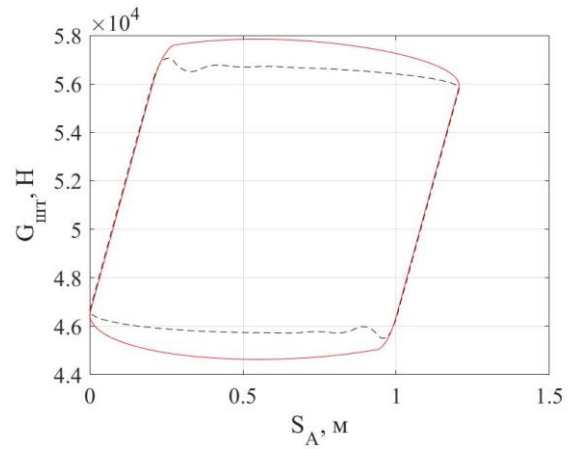
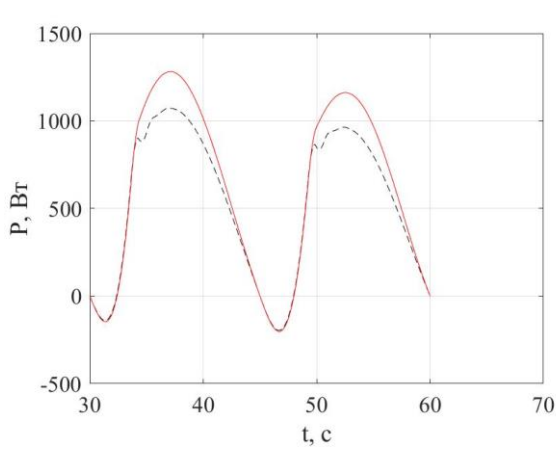


4

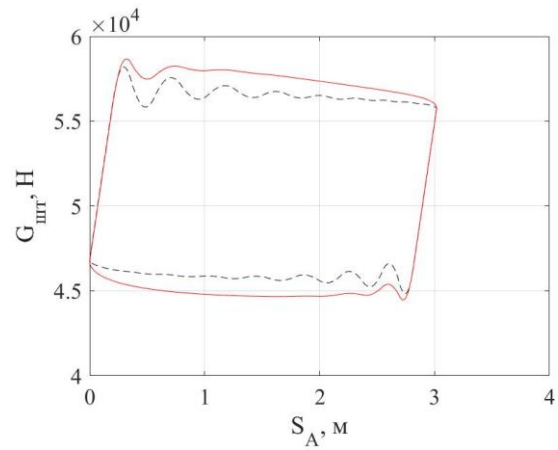
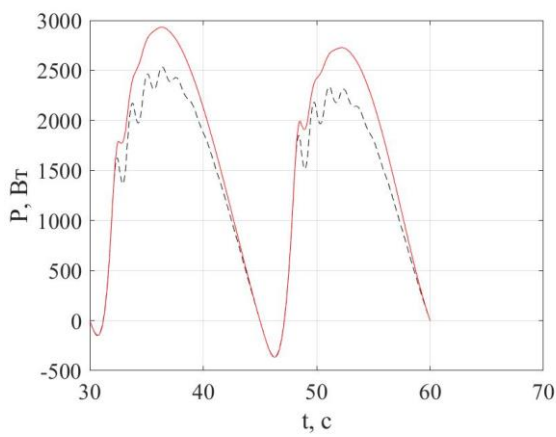
Рисунок А.9 – Ваттметрограммы и динамограммы, полученные при моделировании неисправности «Образование эмульсии»

Таблица А.10 – Параметры, использованные при моделировании неисправности «Запарафинивание»

$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{штг}, \text{м}$	Номер сигнала	$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{штг}, \text{м}$	Номер сигнала
2	1,2	1	3,5	1,2	3
	3	2		3	4



1



2

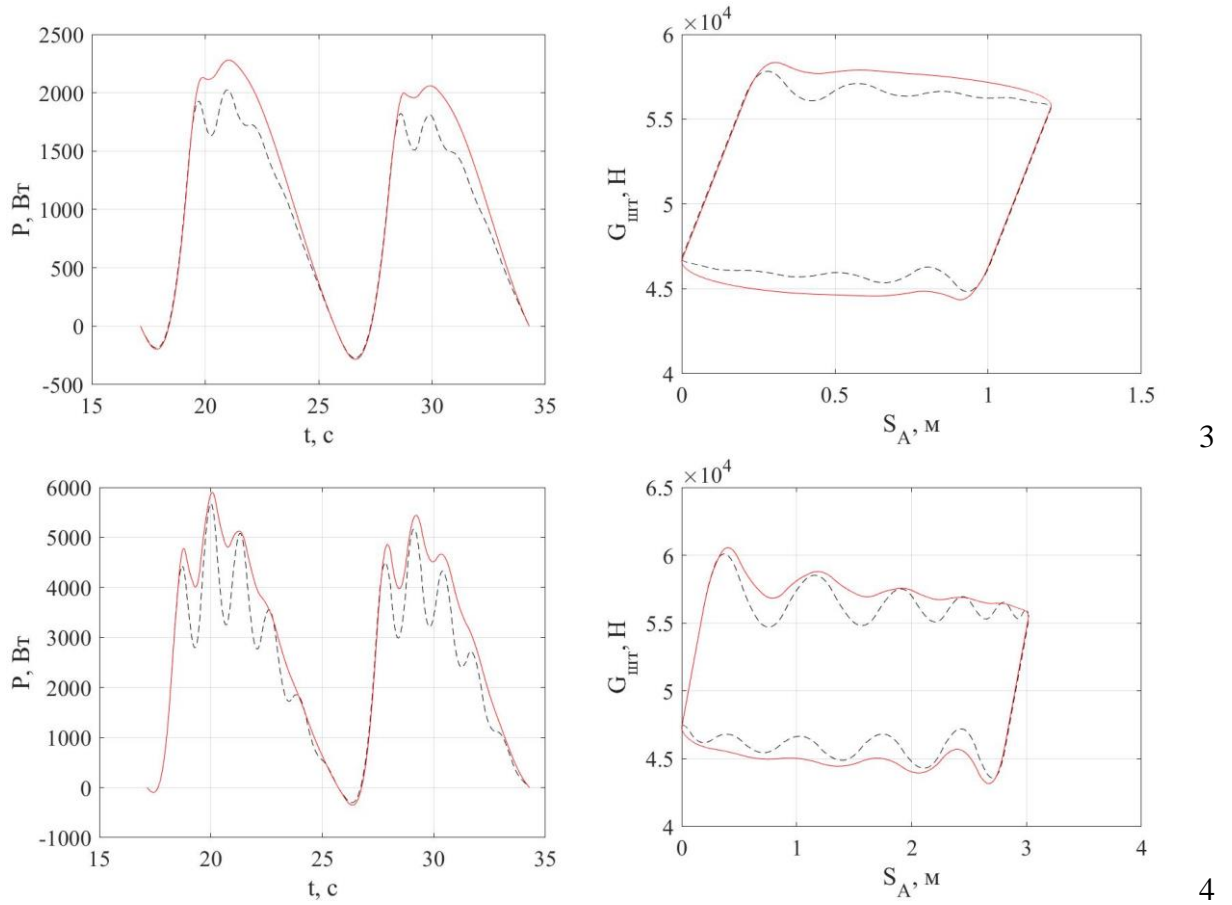
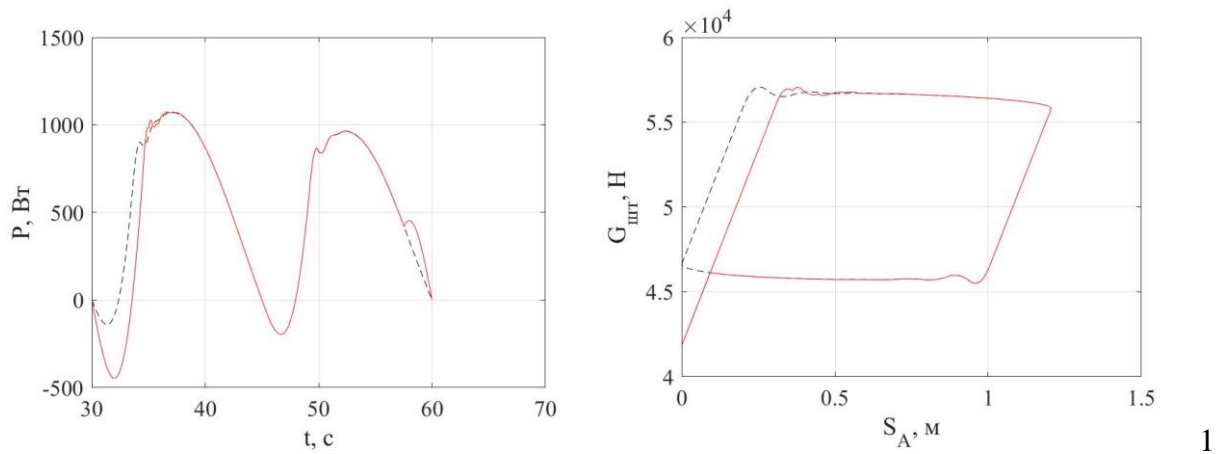


Рисунок А.10 – Ваттметрограммы и динамограммы, полученные при моделировании неисправности «Запарафинивание»

Таблица А.11 – Параметры, использованные при моделировании неисправности «Удар о приемный клапан»

$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{штг}, \text{м}$	Номер сигнала	$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{штг}, \text{м}$	Номер сигнала
2	1,2	1	3,5	1,2	3
	3	2		3	4



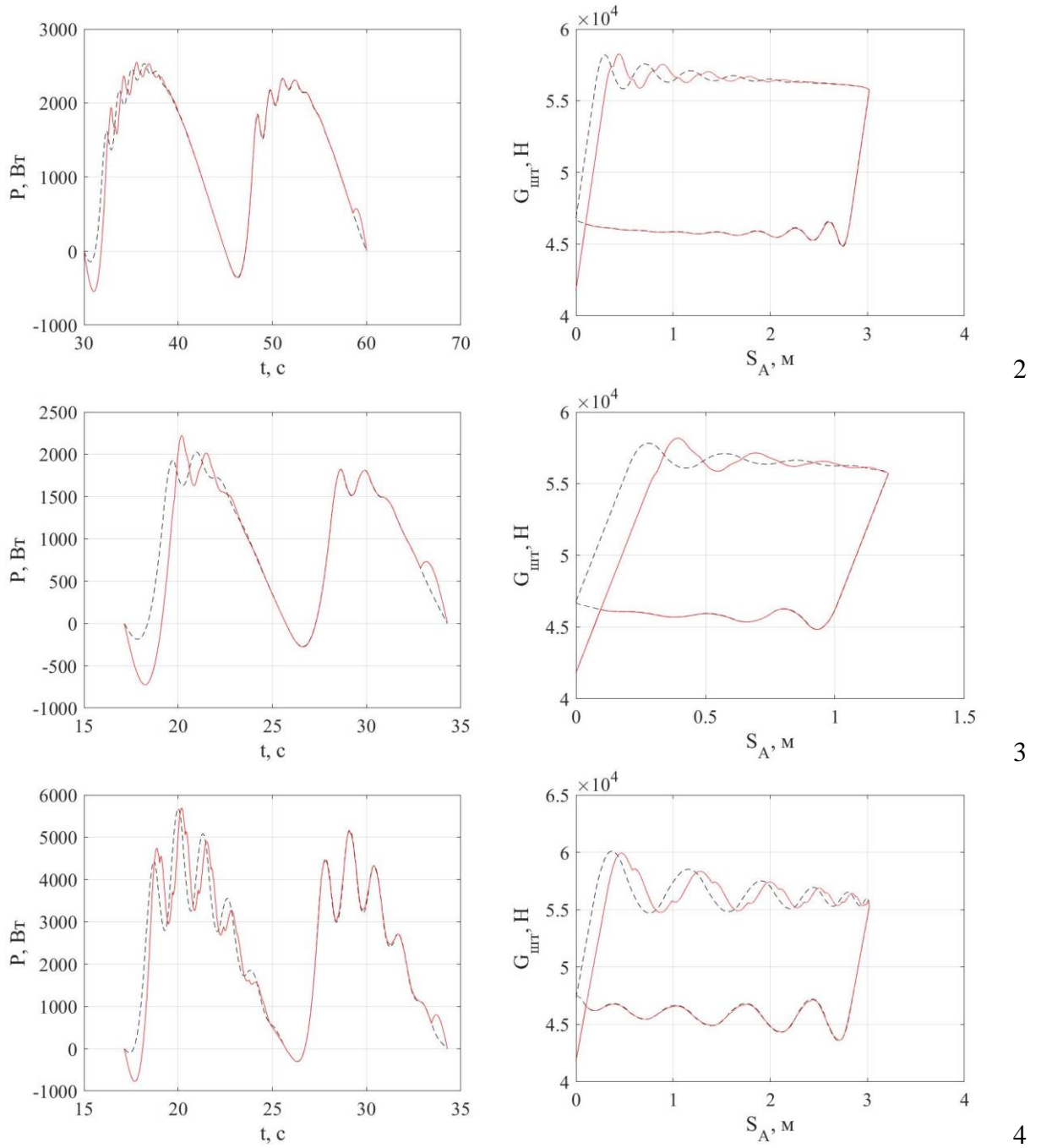


Рисунок А.11 – Ваттметрограммы и динамограммы, полученные при моделировании неисправности «Удар о приемный клапан»

Таблица А.12 – Параметры, использованные при моделировании неисправности «Удар о верхнюю гайку»

n , мин ⁻¹	$L_{шт}$, м	Номер сигнала	n , мин ⁻¹	$L_{шт}$, м	Номер сигнала
2	1,2	1	3,5	1,2	3
	3	2		3	4

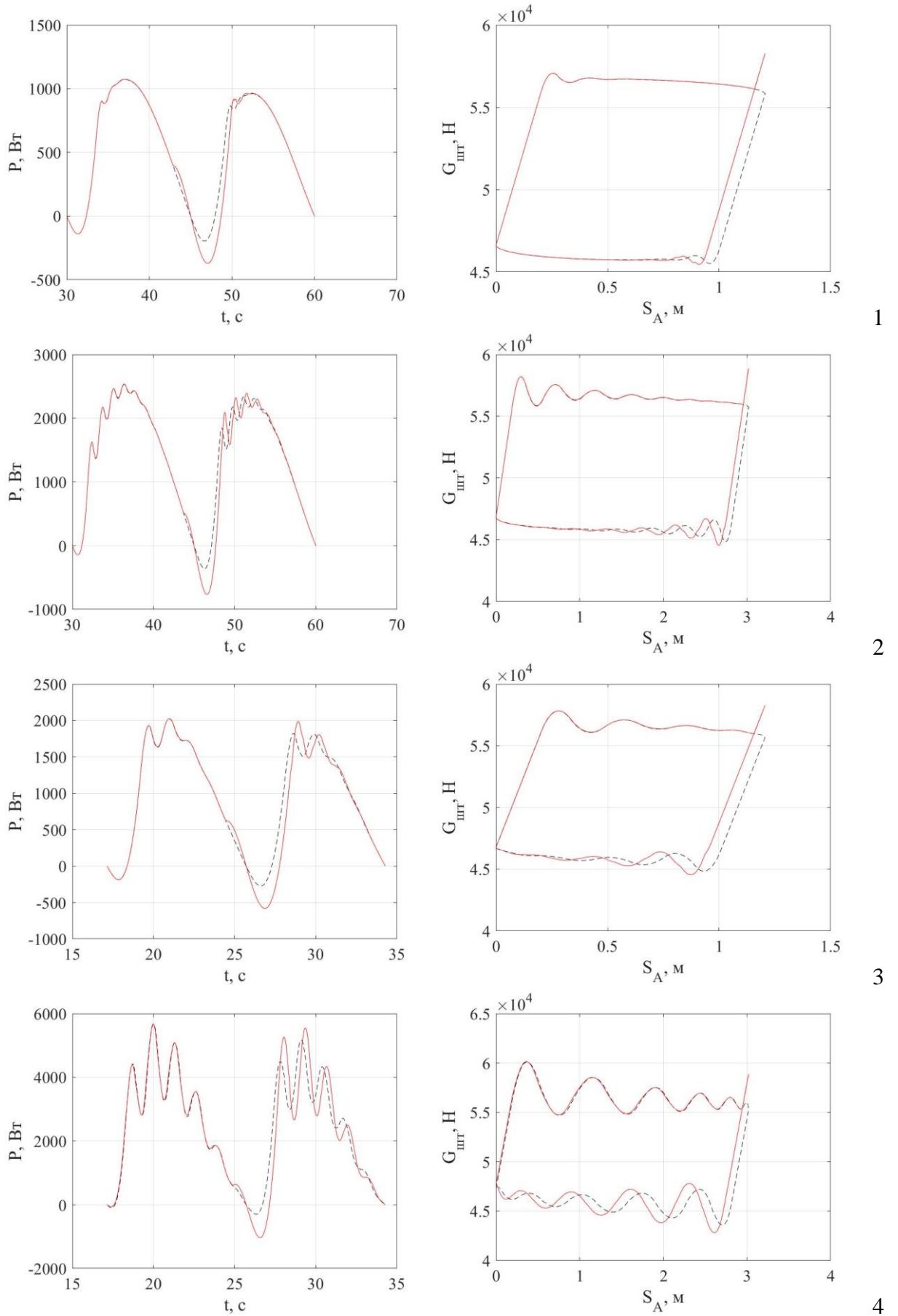
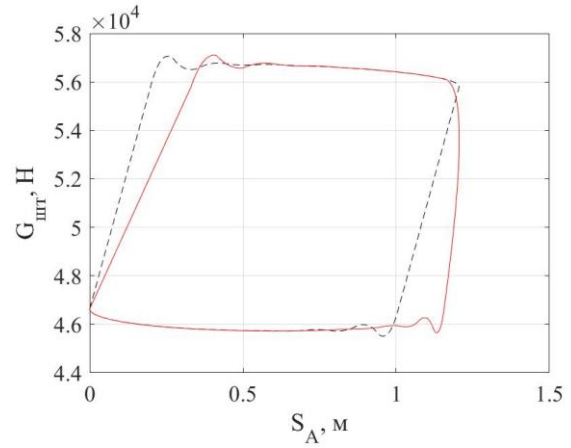
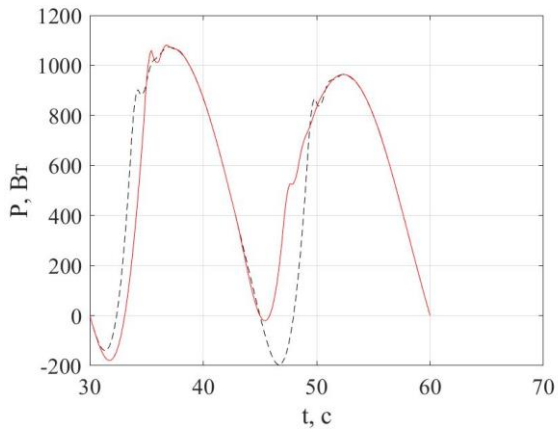


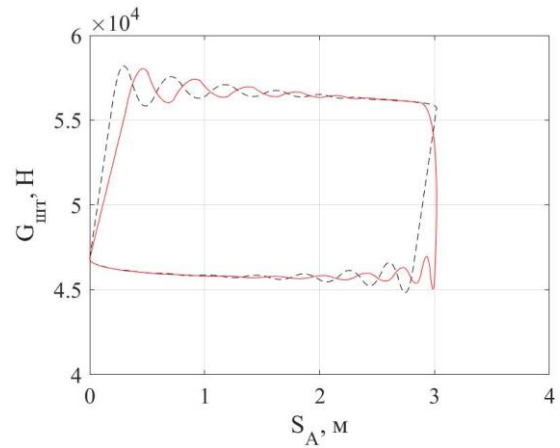
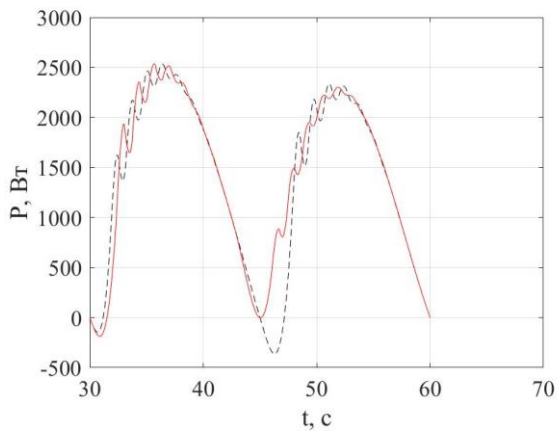
Рисунок А.12 – Ваттметрограммы и динамограммы, полученные при моделировании неисправности «Удар о верхнюю гайку»

Таблица А.13 – Параметры, использованные при моделировании неисправности «Утечка нагнетательный клапан»

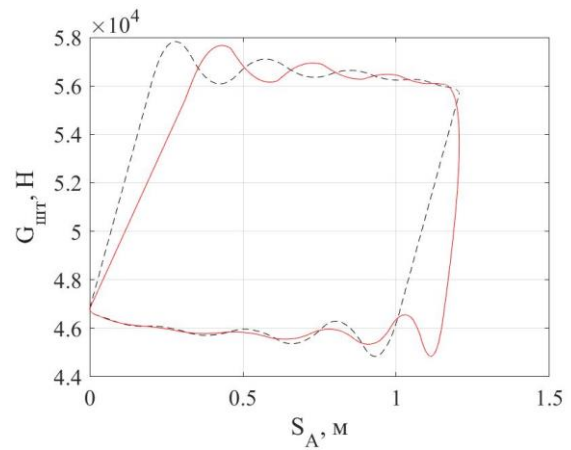
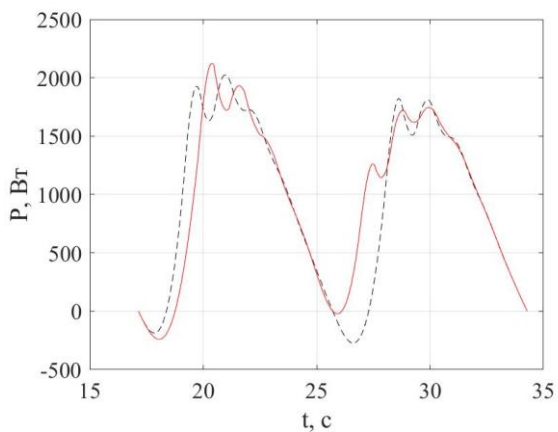
$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{\text{шт}}, \text{м}$	Номер сигнала	$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{\text{шт}}, \text{м}$	Номер сигнала
2	1,2	1	3,5	1,2	3
	3	2		3	4



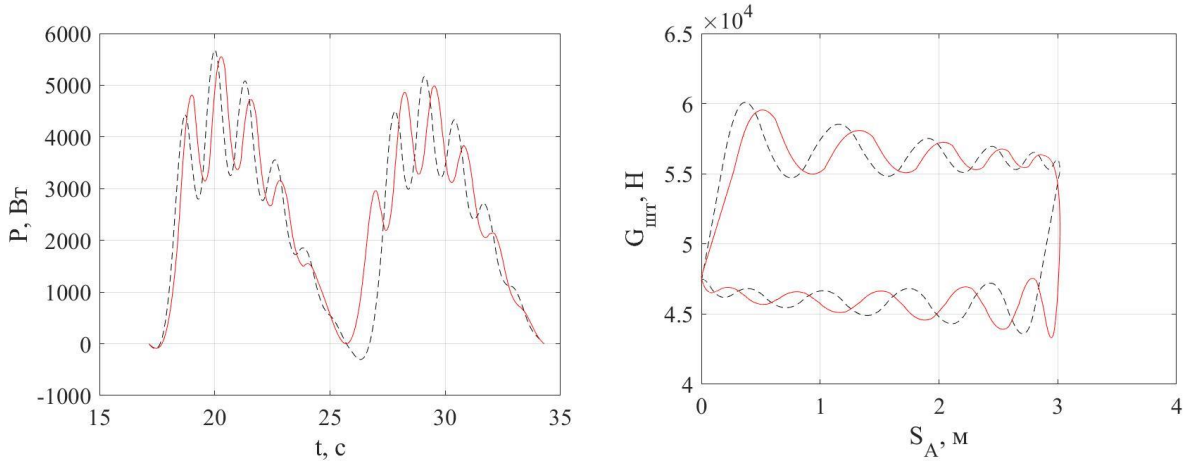
1



2



3

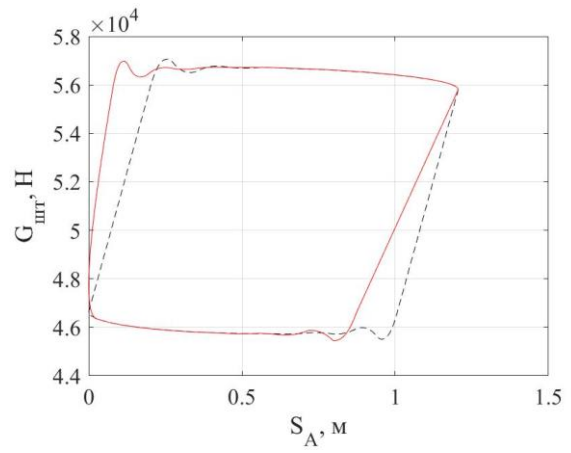
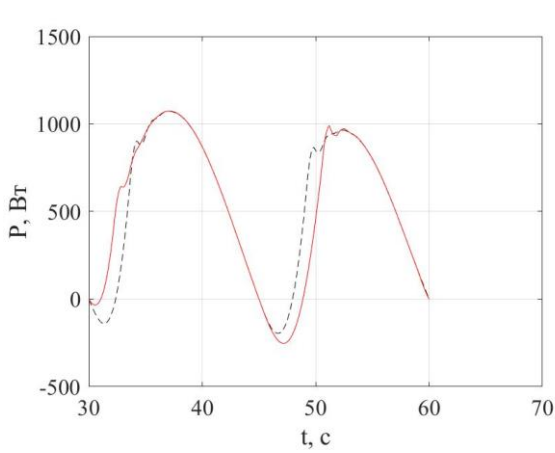


4

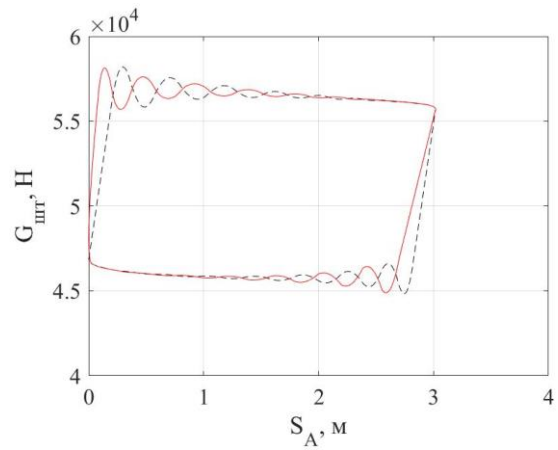
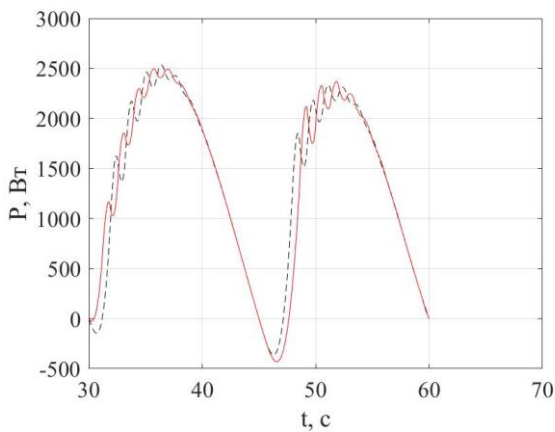
Рисунок А.13 – Ваттметрограммы и динамограммы, полученные при моделировании неисправности «Утечка нагнетательный клапан»

Таблица А.14 – Параметры, использованные при моделировании неисправности «Утечка приемный клапан»

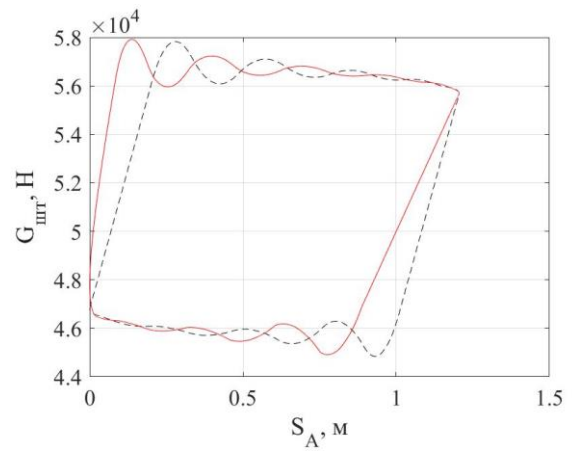
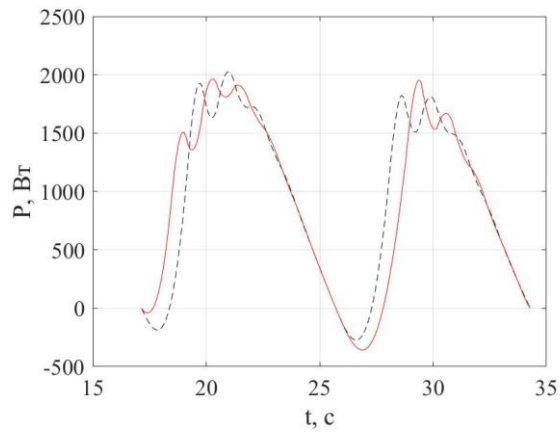
$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{шт}, \text{м}$	Номер сигнала	$n, \text{мин}^{-1}$	$L_{шт}, \text{м}$	Номер сигнала
2	1,2	1	3,5	1,2	3
	3	2		3	4



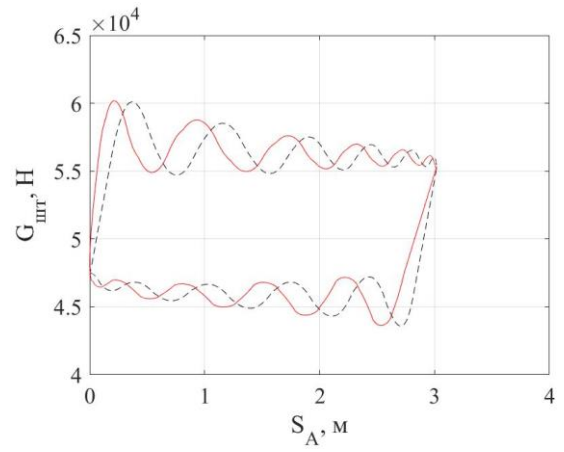
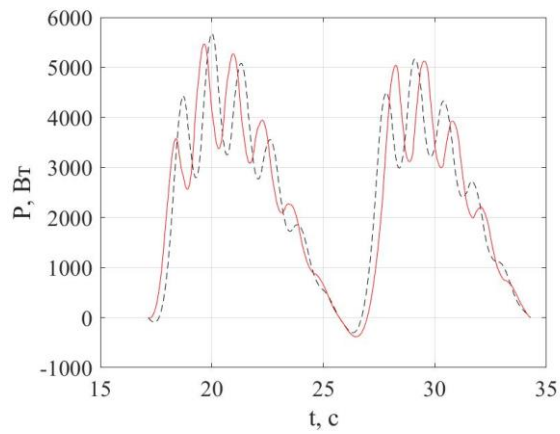
1



2



3



4

Рисунок А.14 – Ваттметрограммы и динамограммы, полученные при моделировании неисправности «Утечка приемный клапан»

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

ВНЕДРЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

УТВЕРЖДАЮ:
 Генеральный директор
 АО «Энергонефтемаш»
 В.А. Сеногноев
 «_____» _____ 2019г.

АКТ
 о внедрении (использовании) результатов диссертационной работы
 Торгаевой Дарьи Сергеевны

Комиссия в составе: заместителя главного конструктора А.М. Сергиенко, ведущего инженера В.И. Бесовой и главного конструктора АО «Энергонефтемаш» А.Г. Старинова составила настоящий акт, подтверждающий факт использования в АО «Энергонефтемаш» следующих результатов диссертационной работы Д.С. Торгаевой:

1. Метод определения и поддержания оптимального динамического уровня жидкости в заглубном пространстве нефтяной скважины на основании математической обработки сигнала потребляемой приводом мощности.
2. Метод диагностики неисправностей штангового глубинного насоса на основании математической обработки сигнала потребляемой приводом мощности (ваттметрограммы).
3. Математическая модель установки штангового глубинного насоса, включающая модели штангового глубинного насоса, электромеханического привода и нефтяной скважины, позволяющая моделировать влияние различных параметров скважины и оборудования на сигнал ваттметрограммы.

Приведенные результаты были использованы при разработке и испытаниях макетного образца контроллера интеллектуальной системы управления установкой штангового глубинного насоса (ИСУ УШГН). Сигналы ваттметрограмм, полученные посредством разработанной имитационной модели, были использованы при построении профилей нагрузки для нагрузочного стенда, использованного для проведения экспериментальных исследований макетного образца контроллера ИСУ УШГН.


Заместитель главного
 конструктора

 А.М. Сергиенко

Ведущий инженер

 В.И. Бесова

Главный конструктор
 АО «Энергонефтемаш»

 А.Г. Старинов



УТВЕРЖДАЮ:
Ректор ФГБОУ ВО ТУСУР

к.т.н., доцент
В.М. Рулевский

«05» 04 2020г.

Акт о внедрении
результатов диссертационной работы Д.С. Торгаевой
«Система управления установкой штангового глубинного насоса на основе анализа
сигнала потребляемой электроприводом мощности»

Настоящий акт подтверждает, что результаты диссертационной работы Д.С. Торгаевой внедрены при выполнении ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы», «Исследование и разработка интеллектуальной системы управления штанговым глубинным насосом для поддержания оптимального динамического уровня жидкости в нефтяной скважине» Соглашение № 14.574.21.0157 (уникальный идентификатор RFMEFI57417X0157).

В проекте были использованы следующие полученные результаты:

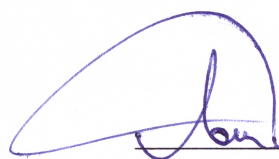
1. Алгоритм подбора скорости откачивания, соответствующей скорости притока скважинной жидкости.
2. Метод диагностики неисправностей штангового глубинного насоса на основании анализа сигнала потребляемой электроприводом мощности без использования дополнительных датчиков физических величин.
3. Имитационная модель установки штангового глубинного насоса, включающая модели штангового глубинного насоса, электромеханического привода и нефтяной скважины, позволяющая моделировать влияние различных параметров скважины и оборудования на сигнал ваттметрограммы.

На результаты интеллектуальной деятельности Д.С. Торгаевой получены:

1. Свидетельство о гос. регистрации ПрЭВМ № 2018663030. Система управления автоматизированным стендом испытаний интеллектуальной системы управления штанговым глубинным насосом / Сухоруков М.П., Торгаева Д.С., Шаляпина Н., Кремзуков Ю.А. ; заявитель и правообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники». – № 2018660184. – Оpubл. 18.10.18.
2. Свидетельство о гос. регистрации ПрЭВМ № 2018662951. Программа контроллера интеллектуальной системы управления штанговым глубинным насосом / Сухоруков

- М.П., Торгаева Д.С., Шаляпина Н., Ли Д. ; заявитель и правообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники». – № 2018619910.
3. Свидетельство о гос. регистрации ПрЭВМ № 2018662922. Программный модуль поддержания оптимального динамического уровня жидкости в нефтяной скважине / Сухоруков М.П., Торгаева Д.С., Матолыгин А.К. ; заявитель и правообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники». – № 2018619902.
 4. Свидетельство о гос. регистрации ПрЭВМ № 2019663895. Модель штангового глубинного насоса / Торгаева Д.С., Сухоруков М.П., Шаляпина Н. ; заявитель и правообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники». – № 2019662790.
 5. Свидетельство о гос. регистрации ПрЭВМ № 2019663894. Модель системы управления штанговым глубинным насосом / Торгаева Д.С., Сухоруков М.П., Шаляпина Н. ; заявитель и правообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники». – № 2019662792.
 6. Пат. RU193003U1. Контроллер интеллектуальной системы управления штанговым глубинным насосом / Сухоруков М.П., Торгаева Д.С., Шаляпина Н.А. ; патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники» (ТУСУР). – № 2019123047 ; заявл. 17.07.19 ; опубл. 09.10.19, Бюл. № 28.

Проректор по научной работе и инновациям
к.т.н., доцент



А.Г. Лошилов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018662922

Программный модуль поддержания оптимального динамического уровня жидкости в нефтяной скважине

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники» (ТУСУР) (RU)*

Авторы: *Сухоруков Максим Петрович (RU), Торгаева Дарья Сергеевна (RU), Матолыгин Арсений Константинович (RU)*

Заявка № 2018619902

Дата поступления 17 сентября 2018 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 17 октября 2018 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018662951

**Программа контроллера интеллектуальной системы
управления штанговым глубинным насосом**

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники» (RU)*

Авторы: *Сухоруков Максим Петрович (RU), Торгаева Дарья Сергеевна (RU), Шаляпина Наталия (KZ), Ли Дмитрий (KZ)*

Заявка № 2018619910

Дата поступления 17 сентября 2018 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 17 октября 2018 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2018663030

Система управления автоматизированным стендом
испытаний интеллектуальной системы управления
штанговым глубинным насосом

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования «Томский
государственный университет систем управления и
радиоэлектроники» (ТУСУР) (RU)*

Авторы: *Сухоруков Максим Петрович (RU), Торгаева Дарья
Сергеевна (RU), Шаляпина Наталия (KZ), Кремзуков Юрий
Александрович (RU)*

Заявка № 2018660184

Дата поступления 24 сентября 2018 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 18 октября 2018 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019663894

Модель системы управления штанговым глубинным насосом

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники» (ТУСУР) (RU)*

Авторы: *Торгаева Дарья Сергеевна (RU), Сухоруков Максим Петрович (RU), Шалыпина Наталия Андреевна (RU)*

Заявка № 2019662792

Дата поступления 16 октября 2019 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 25 октября 2019 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019663895

Модель штангового глубинного насоса

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники» (ТУСУР) (RU)*

Авторы: *Торгаева Дарья Сергеевна (RU), Сухоруков Максим Петрович (RU), Шаляпина Наталия Андреевна (RU)*

Заявка № 2019662790

Дата поступления 16 октября 2019 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 25 октября 2019 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев Г.П. Ивлиев

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 193003

**КОНТРОЛЛЕР ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ
УПРАВЛЕНИЯ ШТАНГОВЫМ ГЛУБИНЫМ НАСОСОМ**

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники" (ТУСУР) (RU)*

Авторы: *Сухоруков Максим Петрович (RU), Торгаева Дарья Сергеевна (RU), Шаляпина Наталия Андреевна (RU)*

Заявка № 2019123047

Приоритет полезной модели 17 июля 2019 г.

Дата государственной регистрации в

Государственном реестре полезных

моделей Российской Федерации 09 октября 2019 г.

Срок действия исключительного права

на полезную модель истекает 17 июля 2029 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев