

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет имени
К.И.Сатпаева

Институт Автоматики и информационных технологий

Кафедра Автоматизация и управление

Исабаев Ернур Медетович

Предиктивная диагностика нефтяных скважин.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Специальность 5В070200 – «Автоматизация и управление»

Алматы 2022

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт Автоматики и информационных технологий

Кафедра Автоматизация и управление



ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой
АиУканд-т. техн. наук,
ассоциированный
профессор
Алдияров Н.У.
"18" мая 2022 г.

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: «Предиктивная диагностика нефтяных скважин»

По специальности: 5В070200 - Автоматизация и управление

Выполнил

Исабаев Е. М.



Рецензент
Маг. техн. до спец. РЭТ
Сахымбаев А.С.
"15" мая 2022 г.

Научный руководитель
д-р. техн. наук, профес.
Сулейменов Б.А.
"16" мая 2022 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И.Сатпаева

Институт Автоматики и информационных технологий

Кафедра Автоматизация и управление

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий
кафедрой АиУканд-
т. техн. наук,
ассоциированный
профессор

 Алдияров Н.У.

«29» мая 2022 г.



ЗАДАНИЕ

На выполнение дипломного проекта

Обучающегося Исабаев Е. М.

Тема: «Предиктивная диагностика нефтяных скважин».

Утвержден приказом ректора Университета № 489-П/Ө от «24»
декабря 2021 г. Срок сдачи законченной работы: " 5" мая 2020 г.

Исходные данные дипломного проекта:

Перечень подлежащих разработке в дипломной работе вопросов или краткое содержание дипломной работы: а) описать технологические объекты и их процессы; б) Построить математическую модель методом идентификации данных; в) Построить и внедрить нейро-нечеткий регулятор в систему

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей): структурная схема; функциональная схема автоматизации

Рекомендуемая основная литература:

Амангелдиев А.М. Исследование и разработка предиктивной аналитики на основе интеллектуальных алгоритмов ремонтных работ на нефтяных скважинах // Сатпаевские чтения-2021. – Алматы. 2021.

Воронов А.А. Теория автоматического управления. Часть 1. - Москва: Высшая школа, 1986. – 367 с

ГРАФИК
подготовки дипломной работы

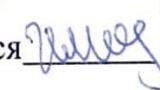
Наименования разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю и консультантам	Примечание
Технологический раздел	1 марта 2022 г.	
Специальный раздел	28 апреля 2022 г.	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу
с указанием относящихся к ним разделов работы

Наименования разделов	Научный руководитель, консультанты, Ф.И.О. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технологический раздел	д-р техн.наук, профессор Сулейменов Б.А.	04.05.2022	
Специальный раздел	д-р техн.наук, профессор Сулейменов Б.А.	04.05.2022	
Нормоконтролер	канд.техн.наук, ассистент профессор Сарсенбаев Н.С.	04.05.2022	

Научный руководитель _____  Сулейменов Б.А.

Задание принял к исполнению обучающийся  Исабаев Е. М.

Дата

"27" января 2022 г.

АНДАТПА

Бұл дипломдық жұмыста жасанды интеллект енгізумен мұнай ұңғымаларын болжамды диагностикалау жүйесі зерттелген. Нейро-анық емес реттеуші түрінде жасанды интеллекттің енгізілуімен жүйе өзінің жұмыс көрсеткіштерін жақсартуға ғана емес, сонымен қатар жүйені алдын-ала диагностикалауға мүмкіндік алады. Қорытындылай келе, орындалған жұмыстың нәтижелері шығарылады, нейро-анық емес жиын арқылы реттеушіні құрудың артықшылықтары негізделеді.

АННОТАЦИЯ

В данном дипломном проекте исследована система предиктивной диагностики нефтяных скважин с внедрением искусственного интеллекта. С внедрением искусственного интеллекта в виде нейро-нечеткого регулятора система получит возможность не только улучшить свои показатели работы, но и получит возможность заблаговременно производить диагностику системы. В заключении подводятся итоги выполненной работы, обосновывается преимущества построения регулятора путем нейро-нечеткого множества.

ABSTRACT

In this thesis, the system of predictive diagnostics of oil wells with the introduction of artificial intelligence is investigated. With the introduction of artificial intelligence in the form of a neuro-fuzzy controller, the system will not only be able to improve its performance, but will also be able to diagnose the system in advance. In conclusion, the results of the work performed are summarized, the advantages of constructing a regulator by means of a neuro-fuzzy set are substantiated.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1. Теоретическая часть	10
1.1 Обзор установки штангового глубинного насоса	10
1.2 Классификация установок штангового глубинного насоса	11
1.3 Распространенные проблемы штангового глубинного насоса	14
1.4 Динамограмма штангового глубинного насоса	16
2 Расчетная часть	20
2.1 Получение математической модели объекта управления методом идентификации данных	20
2.2 Расчет погрешностей полученной математической модели	24
2.3 Нейро-нечёткая система управления	26
3 Предиктивная диагностика штангового глубинного насоса	33
3.1 Динамометрический метод диагностики	33
3.2 Ваттметрический метод диагностики	36
4 Рекомендации	38
4.1 Алгоритм случайного леса	39
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	43
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день большинство крупных нефтедобывающих компаний сталкиваются с проблемой преждевременного выхода из строя оборудования. В отличие от крупных компаний, маленькие компании не могут позволить себе с финансовой точки зрения часто менять вышедшее из строя оборудование. В связи с этим становится **актуальным** вопрос о периодической диагностике оборудования до того, как оно может выйти из строя. Предиктивная диагностика дает возможность преждевременно с определенной периодичностью производить анализ работы системы, и на основе полученных данных с большой точностью предсказывать поведение системы.

Целью данного проекта является разработка системы с предиктивной диагностикой нефтяных скважин с помощью интеллектуальной системы. Существующие системы управления на нефтяных скважинах без предиктивной диагностики на данный момент попросту являются неэффективными. В данном дипломном проекте будут рассмотрены следующие **задания**:

На основе изученного теоретического материала будет рассмотрен процесс добычи нефти со скважин. Также будет рассматриваться обзор установки штангового глубинного насоса, который был выбран в качестве объекта управления.

На основе входных и выходных параметров с реального объекта, будет получена математическая модель методом идентификации данных. Также получены графики переходного процесса, был произведен анализ динамических свойств математической модели.

На основе желаемого результата для системы будет разработана постановка задачи управления и далее будет построен нейро-нечеткий регулятор и будут получены оценки качества.

В заключении приводятся основные полученные результаты, подводятся итоги проделанной работы.

1 Теоретическая часть

1.1 Обзор установки штангового глубинного насоса

Штанговый насос, поршневой насос или домкрат-насос - это разные названия старейшего и наиболее широко используемого метода механизированной добычи нефти из нефтяных скважин. Существует высокий процент нефтяных скважин в Северной Америке и других регионах мира, которые производят не менее 10 баррелей нефти в день. Эти скважины называются отмывочными скважинами и чаще всего нефть поднимают с помощью штанговых глубинных насосов.

Установка штангового глубинного насоса предназначена для добычи из скважин пластовой жидкости, в которой содержится нефть, газ и вода.

Штанговый насос использует штанги для соединения скважинного насоса и наземного привода. Скважинный насос представляет собой плунжерный насос прямого вытеснения. Блок поверхностного вождения преобразует вращательное движение двигателя в возвратно-поступательное движение с помощью системы механической связи. Вращение от первичного двигателя будет передаваться на редуктор для снижения скорости первичный двигатель. На рисунке 1.1 показаны основные компоненты штангового глубинного насоса.

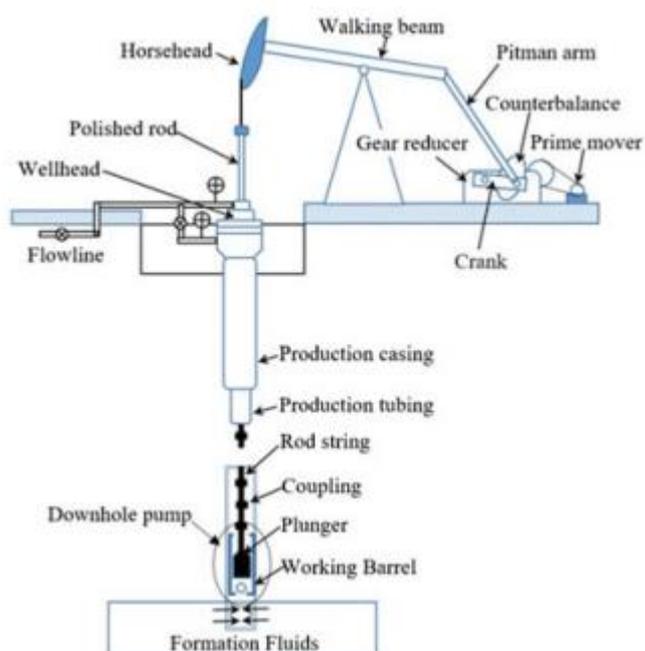


Рисунок 1.1 – Основные компоненты штангового глубинного насоса.

Противовес, рукоятка, рычаг питмана и подвижная балка, как показано на рисунке 1.1, предназначены для преобразования вращательного движения в возвратно-поступательное. Это возвратно-поступательное движение передается на полированные стержни через цепочку стержней. Полированные стержни соединены с колонной скважинных стержней, которая приводит в движение плунжер скважинного насоса.

Когда плунжер движется вверх, ходовой клапан перемещается вниз из-за столба жидкости над ним, и стоячий клапан начинает открываться, позволяя пластовым флюидам поступать в рабочий ствол. На рисунке 1.2 показана схема плунжерного насоса прямого вытеснения.

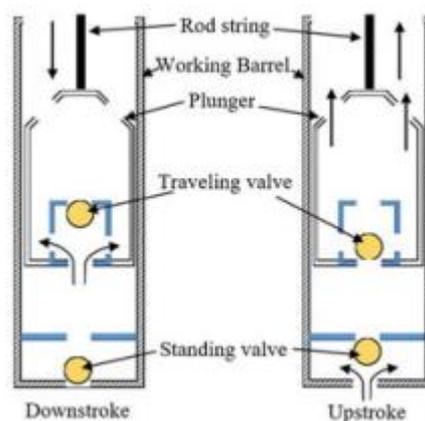


Рисунок 1.2 – Плунжерный насос прямого вытеснения.

Исходя из рисунка 1.2, в течение периода подъема объем жидкости в рабочем цилиндре увеличивается, а давление в рабочем цилиндре уменьшается. Пластовые жидкость поднимается вверх в затрубном пространстве между колонной штанг и эксплуатационной трубой. Когда плунжер движется вниз, стоячий клапан закрывается за счет поршня эффект, и ходовой клапан откроется из-за увеличения давления жидкости внутри рабочего цилиндра. По мере того, как плунжер движется дальше вниз, жидкости внутри рабочей бочки между ходовым и стоячим клапанами проходят ходовой клапан и хранятся в верхней части рабочей бочки. Этот цикл повторяется до тех пор, пока работает система штангового насоса, и, следовательно, поверхностная добыча является прерывистой, а не непрерывной [2].

1.2 Классификация установок штангового глубинного насоса

Американский институт нефти классифицирует штанговые насосные агрегаты на три основных типа: классический агрегат или рычажный агрегат класса I, агрегат с воздушным балансом и агрегат марки II в зависимости от положения точки опоры и конструкции противовеса.

Классический штанговый насосный агрегат или рычажный агрегат класса I является старейшим и наиболее распространенным штанговым насосным агрегатом, используемым в полевых условиях, поскольку он относительно прост в эксплуатации, не требует технического обслуживания и адаптируется к широкому спектру полевых применений. Это устройство имеет точку опоры, расположенную в середине ходовой балки. На рисунке 1.3 показана установка обычного штангового глубинного насоса [12].

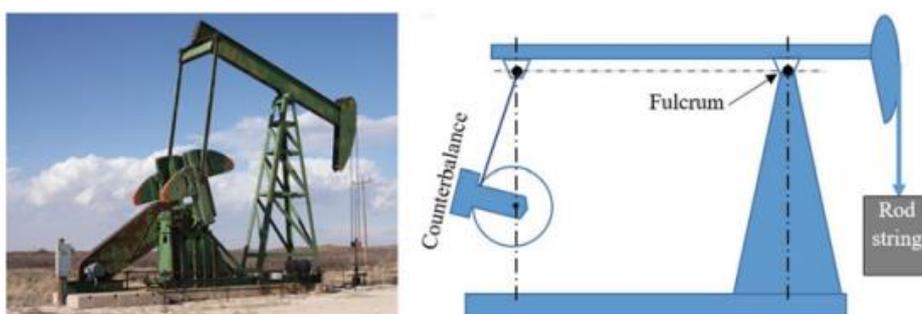


Рисунок 1.3 – Установка классического штангового глубинного насоса.

Штанговый насосный агрегат с воздушным балансом или рычажный агрегат класса III. Данный агрегат имеет точку опоры, расположенной в задней части шагающей балки. Противовес в обычном насосном агрегате заменен поршнем и воздушным цилиндром для уравнивания нагрузки на скважину путем регулировки давления воздуха с помощью реле давления в цилиндре, как показано на рисунке 1.4.

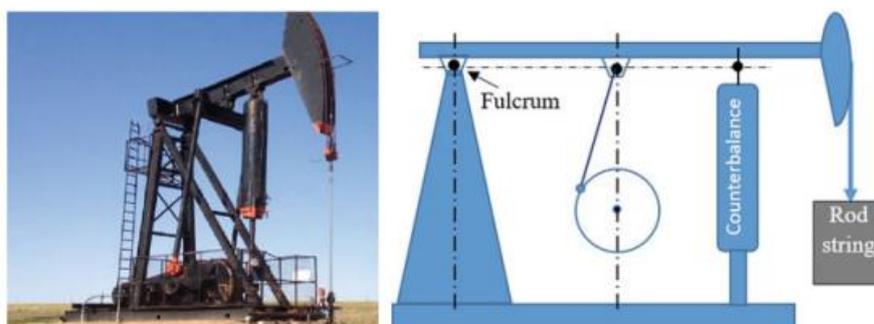


Рисунок 1.4 – Штанговый насос с воздушным балансом.

На рисунке 1.4 показан штанговый насосный агрегат с воздушным балансом. Наиболее важным преимуществом этого устройства является то, что поршень и воздушный цилиндр позволяют пользователям управлять противовесом более точно, чем при использовании противовесов, используемых в обычном устройстве. Таким образом, установка с воздушным балансом более энергоэффективна, чем классическая насосная установка. Кроме того, устройство с воздушным балансом предпочтительнее для скважин, которым требуются более длительные ходовые движения насоса [6].

Штанговый насосный агрегат марки II. Этот агрегат имеет точку опоры, расположенную в задней части шагающей балки, аналогично агрегату с воздушным балансом. Кроме того, узел марки II имеет поперечный подшипник, как показано на рисунке 1.5.

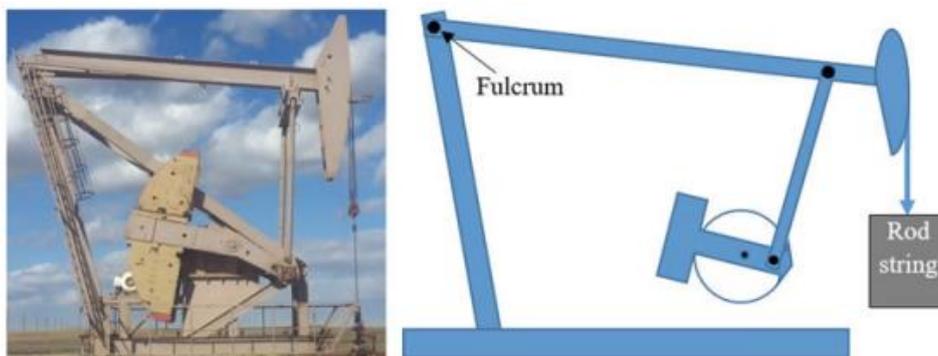


Рисунок 1.5 – Штанговый насосный агрегат марки II.

Кривошип имеет угловое смещение для создания состояния несоответствия между крутящим моментом, создаваемым нагрузкой на скважину, и крутящим моментом, создаваемым противовесными грузами. Эта уникальная конструкция уменьшает пики крутящего момента, которые обычно возникают при использовании обычных насосных агрегатов.

Типичное обозначение штангового насоса состоит из четырех частей:

- первая часть представляет собой букву А, В, С или М. А означает сбалансированный воздух, В - сбалансированный луч, С - обычный, а М – марку II

- вторая часть обычно представляет собой цифру, за которой следует буква. Число, представляющее пиковый номинальный крутящий момент в тысячах дюйм-фунтов. Буква обозначает редуктор с одинарным или двойным редуктором

- третья часть также представляет собой число, представляющее номинальную нагрузку на полированный стержень в сотнях фунтов

- четвертая часть представляет собой число, обозначающее длину хода в дюймах [6].

Например, штанговый насосный агрегат с обозначением C-140D-117-64 означает, что это классический насосный агрегат, 140 000 дюймов, фунтов пикового крутящего момента и редуктор с двойным редуктором, номинальная нагрузка на полированный стержень 11 700 фунтов на квадратный дюйм, и длина хода 64 дюйма.

1.3 Распространенные проблемы штангового глубинного насоса

Стержневые колонны состоят из присосок, стержней и муфт. Существуют различные способы классификации отказов стержневых колонн, таких как отказы под напряжением, механические отказы, коррозионно-усталостные отказы и производственные дефекты [3].

Отказы при напряжении связаны с отказами при растяжении и изношены. Разрывы при растяжении происходят, когда приложенная нагрузка превышает предел прочности стержня на растяжение. Разрывы при растяжении обычно возникают при слишком сильном натяжении колонны штанг, например, при попытке снять застрявший насос. Это приведет к выходу струны из строя в некоторых точках вдоль струны, особенно на стержнях меньшего диаметра. Также возникают моменты, когда слишком сильное давление на колонну штоков, например, во время запуска насоса в отверстия с высокой жесткостью. Струна стержня может быть подогнута и выйти из строя. Усталостные сбои происходят в период времени. Она начинается с небольших трещин и растет под действием циклических напряжений. Максимальные напряжения, связанные с этими разрушениями, обычно меньше предела текучести стержней в условиях окончательной обработки. В рабочих условиях муфты и стержни постоянно соприкасаются с эксплуатационными трубами, и, следовательно, на этих контактах может возникнуть эрозия. По мере прогрессирования эрозии площади поперечного сечения уменьшаются, и давление в этих местах уменьшается выше. Через некоторое время могут возникнуть усталостные трещины, которые распространяются перпендикулярно основному напряжению [1].

Механические неисправности составляют большой процент от общего числа всех отказов колонны стержней. Эти отказы варьируются от отказов изогнутых стержней, отказов с повреждением поверхности до отказов соединений.

Коррозионно-усталостные разрушения: Коррозионно-усталостные разрушения возникают, когда стержни сталкиваются с добываемыми жидкостями в присутствии соленой воды, H₂S или CO₂.

Сбои, вызванные производственным дефектом, происходят редко. Распространенными производственными дефектами являются дефекты фрезерования, дефектыковки и дефекты обработки.

Основным компонентом всех присосковых стержней является железо, которое составляет около 90% в составе большинства стержней. Чистое железо является слабым, и, следовательно, в состав необходимо добавлять другие добавки, такие как углерод, марганец, никель, медь, бор и т.д., чтобы сделать стержни прочнее, противостоять абразивным средам, уменьшить окисление и коррозию

Отказы насосных штанг могут быть смягчены и предотвращены при правильном проектировании и процессе выбора. Расчет распределения нагрузки вдоль колонны стержней должен быть первым шагом при проектировании колонны стержней.

Скважинный штанговый насос состоит из рабочего цилиндра, плунжера, стоячего клапана и ходового клапана, как показано на рисунке 1.1. Присутствие газа и твердых частиц, захваченных жидкостью, может привести к неправильной работе этих компонентов.

Помехи от твердых частиц могут возникнуть в случае попадания в насос высокой концентрации твердых частиц, отверстия стоячих и ходовых клапанов могут быть повреждены, что приведет к утечке и снижению эффективности насоса.

Газовые помехи: также является распространенной причиной низкой эффективности насоса. Поскольку плунжер начинает двигаться вниз во время хода вниз, стоячий клапан закрывается не сразу. В то же время ходовой клапан открывается медленно, без быстрого изменения нагрузки в потоке жидкости. Это происходит потому, что, когда плунжер движется вниз, сжатый газ достигает давления, необходимого для открытия ходового клапана, прежде чем ходовой клапан достигнет жидкости. Эффективность насоса может быть очень низкой. Чтобы избежать или уменьшить помехи от газа и для повышения эффективности насоса под скважинным насосом следует установить скважинный газоотделитель.

Расход жидкости также является распространенной причиной низкой эффективности насоса, когда скорость скважинного насоса выше, чем скорость жидкости, подаваемой из пласта. Это приведет к образованию пустого пространства с газом низкого давления между стоячим и ходовым клапанами [11].

Поскольку плунжер начинает двигаться вниз во время хода вниз, стоячий клапан закрывается не сразу. В то же время ходовой клапан все еще остается закрытым до тех пор, пока он не попадет в жидкость и не откроется. В этот момент вес на струне стержня может внезапно упасть на тысячи фунтов

за долю секунды и вызвать чрезвычайное напряжение на струне стержня. Чтобы избежать этой проблемы, можно рассмотреть возможность использования скважинного насоса меньшего размера и работы с меньшей длиной хода.

1.4 Динамограмма штангового глубинного насоса

Динамометр – это инструмент для измерения нагрузки на полированный стержень, пиковой нагрузки, пикового крутящего момента и мощности, когда полированный стержень завершает цикл [6]. Другими словами, динамометр измеряет силы нагрузки, действующие на колонну стержней во время полного цикла откачки, и записывает силы на диаграмме или компьютерном дисплее. Этот дисплей часто называют картой динамометра. На карточке записываются изменения нагрузки на стержень в зависимости от перемещения стержня или изменения нагрузки на стержень в зависимости от времени накачки, как показано на рисунке 1.6.

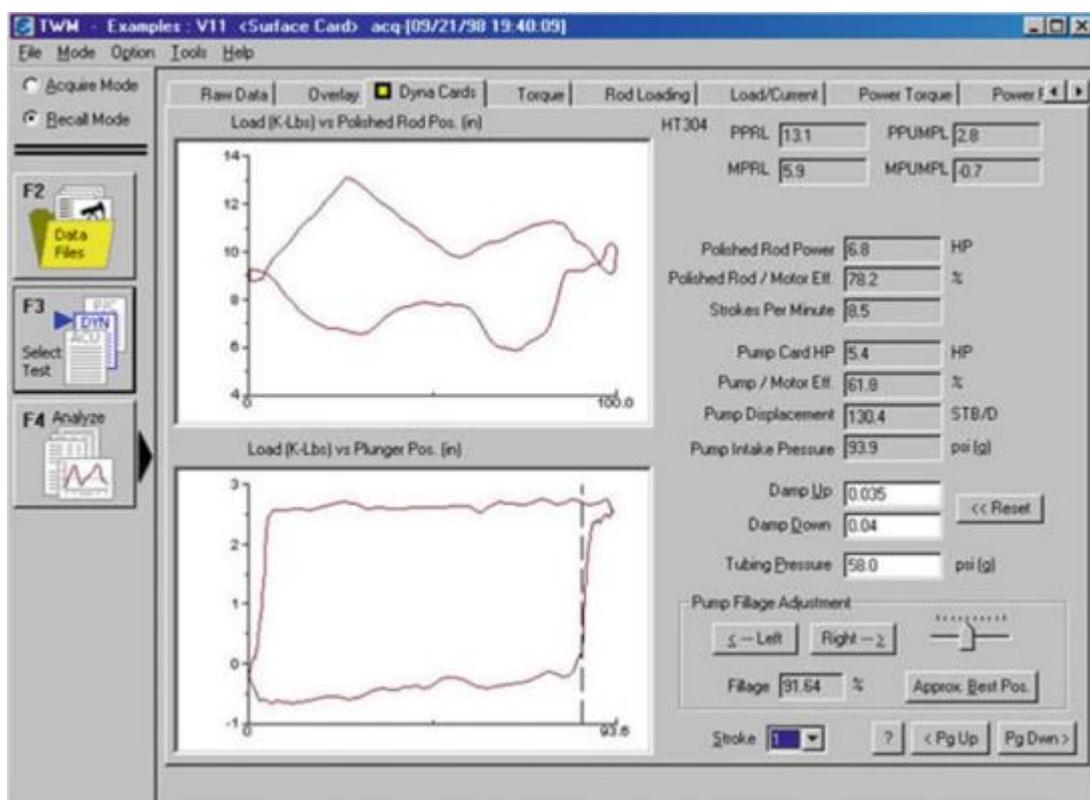


Рисунок 1.6 – Показания с карты динамометра.

Динамометр может быть эффективным инструментом для устранения неполадок, чтобы определить проблемы с насосом, прежде чем принимать решение о проведении капитального ремонта. Правильная интерпретация данных динамометрической карты может помочь оценить скважинные проблемы, такие как газовый затвор, утечка жидкости, неправильное закрытие или открытие стоячего и ходового клапанов [7].

Теоретическая карта динамометра показана на рисунке 1.7 для неупругих стержней.

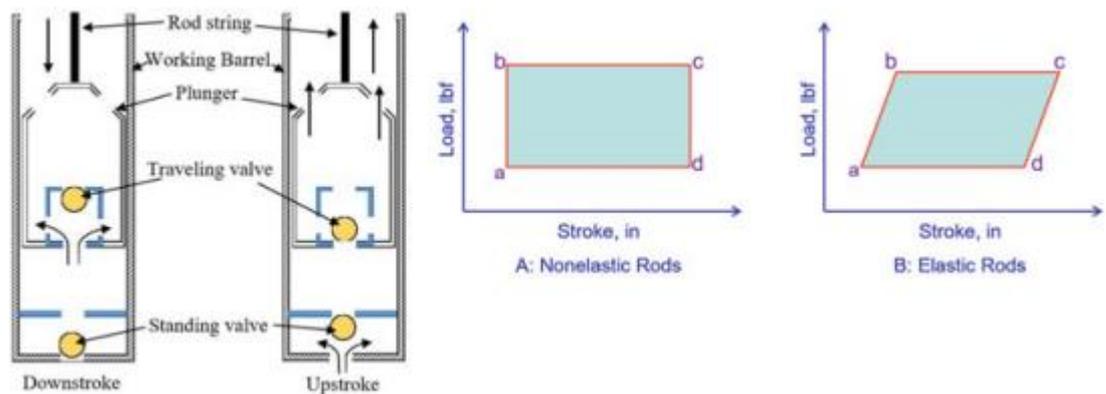


Рисунок 1.7 – Теоретическая карта динамометра.

В точке (a) ходовой клапан закрывается в начале хода вверх, и колонна стержней мгновенно принимает всю нагрузку, представленную от (a) до (b). От (b)-(c) нагрузка остается постоянной и равна PPRL до тех пор, пока не будет достигнута вершина хода вверх. Затем ходовой клапан открывается, стоячий клапан закрывается, и нагрузка снимается со стержней от (c) до (d). Начинается движение вниз, и значение нагрузки такое же, как у MPRL. Для эластичных стержней поверхность полированного стержня длина хода отличается от длины хода скважинного плунжера. Это приведет к задержке закрытия/открытия стоячего и ходового клапанов, как показано на

Теоретическая разница в нагрузке между bc и ad может быть оценена как:

$$bc - ad = PPRL - MPRL = 2w_r Lx + F_o$$

Данное уравнение говорит нам, что теоретическая нагрузка на полированный стержень при движении вверх выше, чем теоретическая нагрузка на полированный стержень при движении вниз, величина, равная удвоенной силе, обусловленной ускорением, плюс сила, обусловленная жидкостью, действующей на верхнюю часть плунжера.

Теоретическая карта редко встречается в реальности из-за многих факторов, таких как неправильное открытие / закрытие стоячих и ходовых клапанов, ускорение штока и шагающей балки и т.д.

На рисунке 1.8 показан типичный цикл накачки на динамометрической карте.

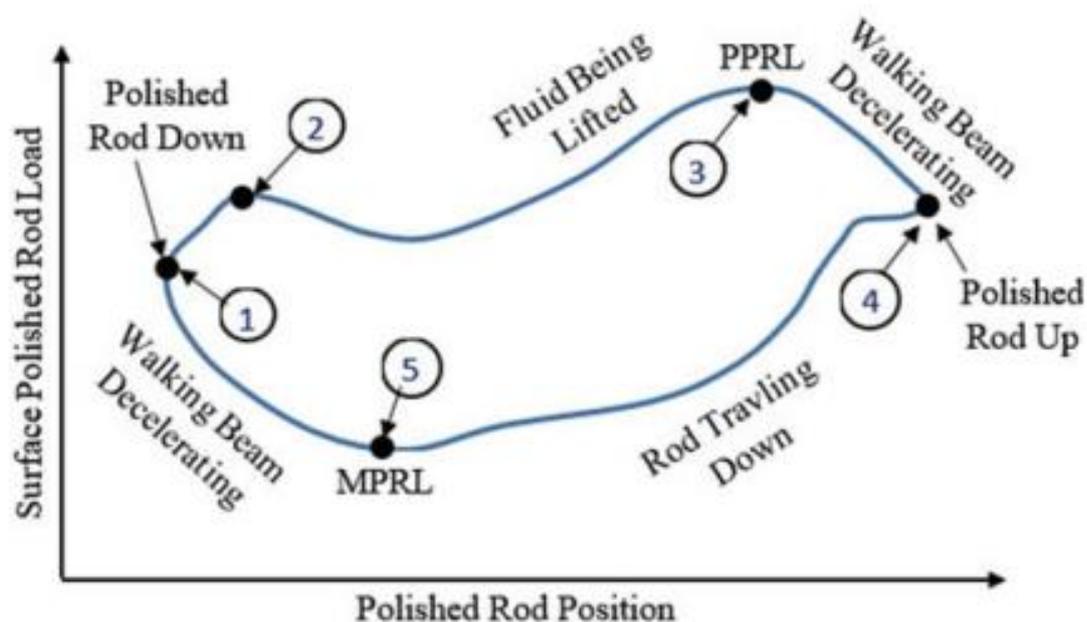


Рисунок 1.9 – Фактическая карта динамометра.

В точке 1 на рисунке 1.9 плунжер находится в самом нижнем положении и готов к циклу движения вверх. Кривошип находится в самом высоком вертикальном положении, как показано на рисунке 1.10

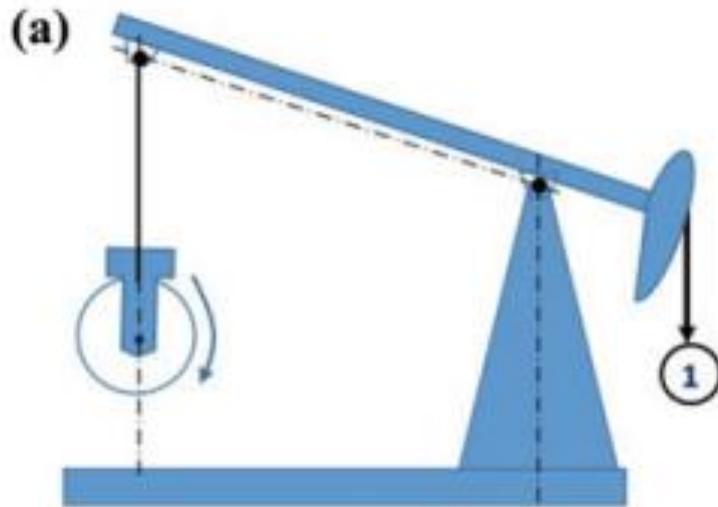


Рисунок 1.10 – Положение кривошипа.

В этот момент стоячий клапан закрыт, а ходовой клапан открыт.

Когда полированный стержень перемещается из точки 1 в точку 2, кривошип и плунжер ускоряются, и, следовательно, PRL увеличивается. В точке 2 ходовой клапан еще не полностью закрыт, и, следовательно, силы, обусловленные столбом жидкости, действующими на верхнюю и нижнюю части плунжера, очень похожи и уравниваются. Кроме того, ускорение уменьшается, что приводит к небольшому снижению PRL. Поскольку ходовой клапан полностью закрыт, сила, действующая на нижнюю часть плунжера, очень мала по сравнению с силой, действующей на верхнюю часть плунжера, F_0 . F_0 сейчас находится добавляется к PRL, вызывая его увеличение. В течение этого периода жидкость поднимается, и полированный стержень движется к точке 3, как показано на рисунке 1.9 [9].

2 Расчетная часть

2.1 Получение математической модели объекта управления методом идентификации данных

В качестве объекта управления выбрана установка штангового глубинного насоса, которая предназначена для добычи пластовой жидкости из скважин. В качестве выходного сигнала рассмотрим дебит нефти. А в качестве входного сигнала будет частота тока.

Исходные данные для получения математической модели были получены с месторождения Айранколь с базы данных реального времени Honeywell Process History Database. Для выходных данных были взяты показания с датчиков автоматизированной групповой замерной установки, отображаемые в базе MS SQL Reporting Services и показаны на рисунке 2.1

Дата начала замера	Дата конца замера	Помп. скорость	Помп. ток	Помп. давление	Давление, бар	Температура, град. С	Плотность, кг/м³	Плотность, кг/м³	Газовый дебит, м³/д	Объемный расход, м³/д	Дебит, м³/д	Дебит, м³/д	Дебит, м³/д
11.12.2021 19:19	11.12.2021 21:13	310	6	10	10.8	18.8	957.7	223.2	0.2	41.7	31.399	16.521	6.27
11.12.2021 21:43	11.12.2021 1:17	331	7	9	9.4	18.8	766.2	213.5	1.0	-16.3	13.340	49.839	10.23
11.12.2021 1:17	11.12.2021 7:19	332	8	1	9.2	17.9	776.8	214.6	0.0	-0.9	44.130	56.899	0.59
11.12.2021 7:19	11.12.2021 11:31	333	9	2:3	9.6	12.5	768.3	212.4	1.4	-12.2	44.177	37.666	61.20
11.12.2021 11:31	11.12.2021 15:37	334	10	4	9.4	16.5	880.2	215.2	0.1	20.6	75.027	83.351	4.57
11.12.2021 15:37	11.12.2021 17:21	335	11	5	9.6	18.5	887.5	211.6	1.4	6.2	46.216	52.309	65.64
11.12.2021 17:21	11.12.2021 21:23	336	13	7	9.7	19.0	821.6	214.7	0.7	14.8	56.270	65.949	40.07
11.12.2021 21:23	11.12.2021 1:19	337	14	8	9.4	16.3	866.7	215.7	0.0	14.1	37.591	43.337	1.05
11.12.2021 1:19	11.12.2021 5:21	338	1	15	9.3	14.2	801.7	212.0	1.1	-7.2	39.747	49.939	42.96
11.12.2021 5:21	11.12.2021 9:23	339	4	12	9.2	16.1	1067.3	453.2	0.9	74.1	95.150	88.729	81.41
11.12.2021 9:23	11.12.2021 13:25	340	5	11	9.7	19.3	433.6	212.6	2.6	74.1	37.779	83.888	97.56
11.12.2021 13:25	11.12.2021 17:21	341	6	10	9.4	18.2	934.9	226.6	0.1	34.8	38.224	42.841	5.12
11.12.2021 17:21	11.12.2021 21:23	342	7	9	9.9	18.6	767.0	214.2	0.2	-16.1	25.333	68.433	10.11
14.12.2021 3:04	14.12.2021 9:56	344	8	1	9.4	17.6	779.1	215.4	0.0	-0.2	43.544	36.032	1.43
14.12.2021 9:56	14.12.2021 13:52	345	9	2:3	9.5	12.5	795.5	212.9	1.4	-4.3	46.449	31.673	27.57
14.12.2021 13:52	14.12.2021 17:54	346	10	4	9.5	18.0	882.3	216.1	1.2	21.3	72.980	83.344	81.29
14.12.2021 17:54	14.12.2021 19:08	347	11	5	9.9	22.1	884.2	212.3	4.4	5.1	46.618	52.965	200.50

Рисунок 2.1 – Таблица исходных данных дебита нефти.

На рисунке 2.1 показана таблица выходных данных дебита нефти за указанный промежуток времени.

Сама мнемосхема автоматизированной групповой замерной установки показана на рисунке 2.2

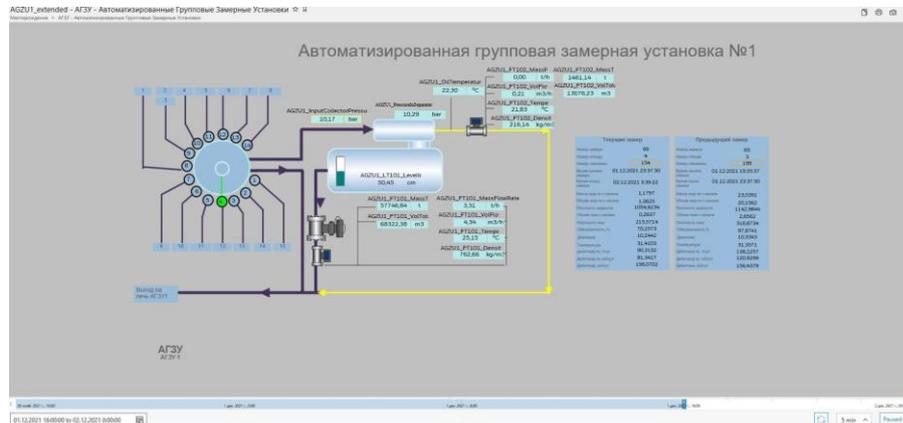


Рисунок 2.2 – Мнемосхема автоматизированной групповой замерной установки.

На рисунке 2.2 показана мнемосхема автоматизированной групповой замерной установки номер один на месторождении Айранколь. Мнемосхема выполнена на HMI Web Display Builder для PHD на сервере Insight.

Входные данные частоты работы электродвигателя были получены с замеров на самой скважине. На каждой скважине установлены удаленные Remote Terminal Unit, на которые поступают данные с датчиков. Далее данные с RTU передаются на DCS контроллер C300, а уже оттуда данные через FTE передаются на Process History Database, на мнемосхемах которой отображаются данные и показаны на рисунке 2.3

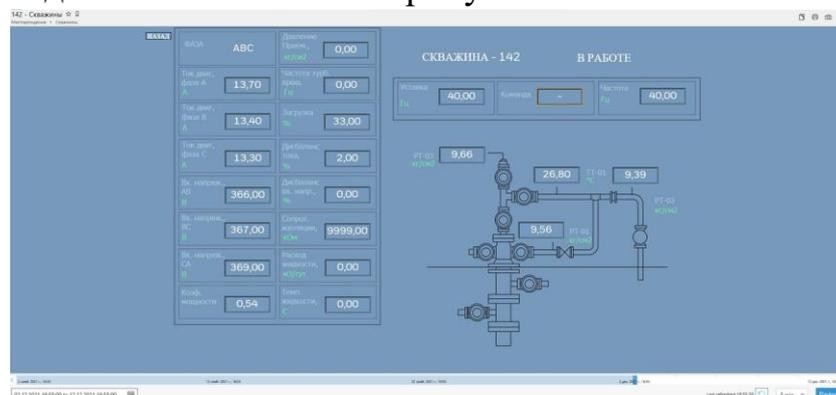


Рисунок 2.3 – Отображение данных частоты тока электродвигателя на мнемосхеме.

Единицами измерения для выходного сигнала, для дебита – м³/сут. Для входного сигнала, частоты тока – Гц.

Для процесса идентификации данных, полученные входные и выходные данные с реального объекта необходимо записать в среду Matlab. Затем после ввода команды `ident` начнется сам процесс идентификации, которые показан на рисунке 2.4

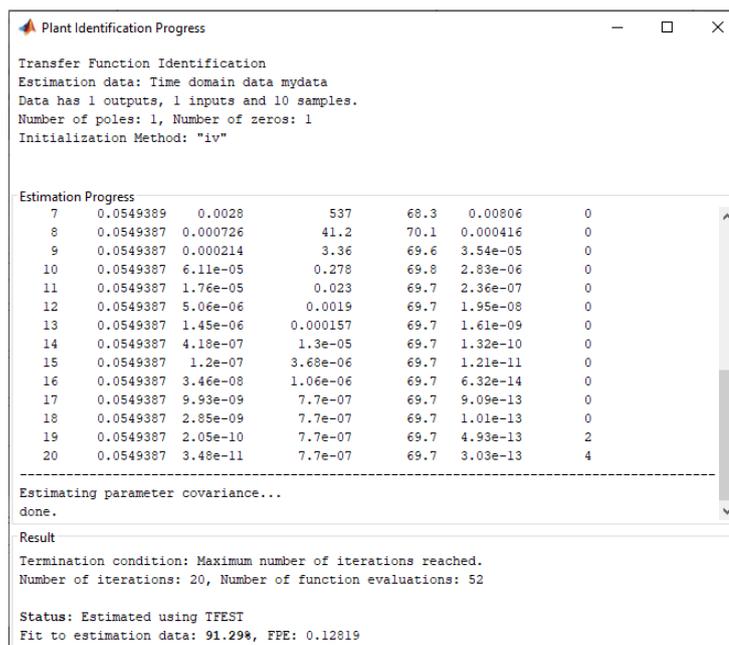


Рисунок 2.4 – Процесс идентификации в среде Matlab.

Из рисунка 2.4 следует, что процент адекватности данных составляет 91.29%, что является допустимым значением. График идентифицированной модели и исходного объекта управления показан на рисунке 2.5.

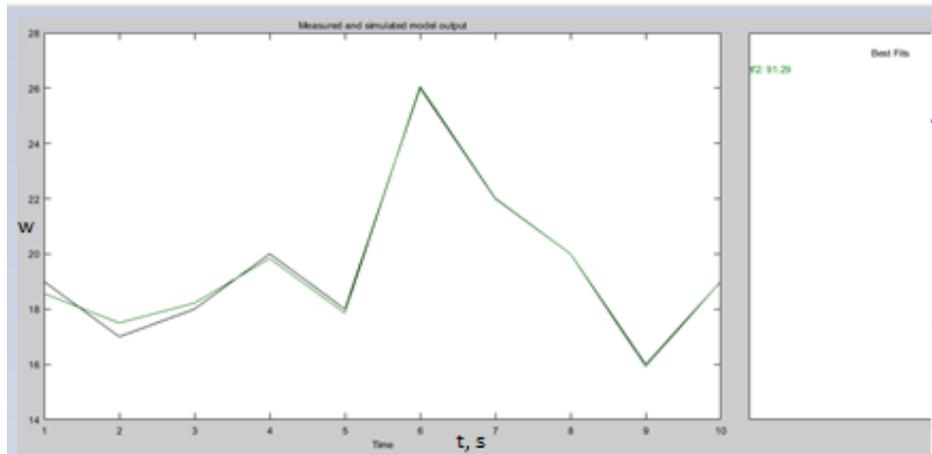


Рисунок 2.5 – График исходного объекта и идентифицированной модели.

На рисунке 2.5 наглядно показано сравнение двух графиков исходного объекта и идентифицированной модели на основе входных и выходных параметров с реального объекта. Полученная математическая модель показана на рисунке 2.6.

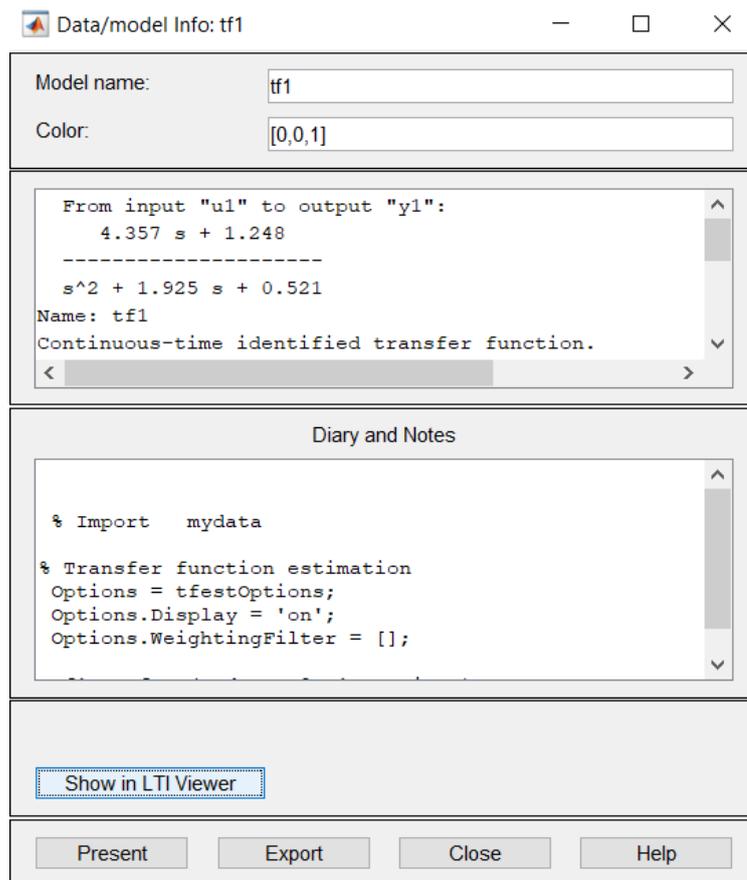


Рисунок 2.6 – Математическая модель полученная методом идентификации.

Полученная идентифицированная математическая модель описывается апериодическим звеном второго порядка со звеном дифференцирования. Звено дифференцирования играет важную роль в улучшении адекватности идентифицированной модели. Для получения графиков переходного процесса полученной математической модели, необходимо записать в блок Transfer Fcn в среде MatLab, как показано на рисунке 2.7.

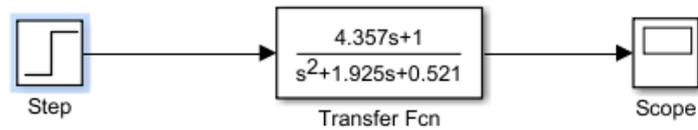


Рисунок 2.7– Математическая идентифицированная модель в среде Simulink

На рисунке 2.7 показана математическая модель в среде Simulink при подачи единично-ступенчатого сигнала и отображения графика. График переходного процесса математической модели показан на рисунке 2.8.

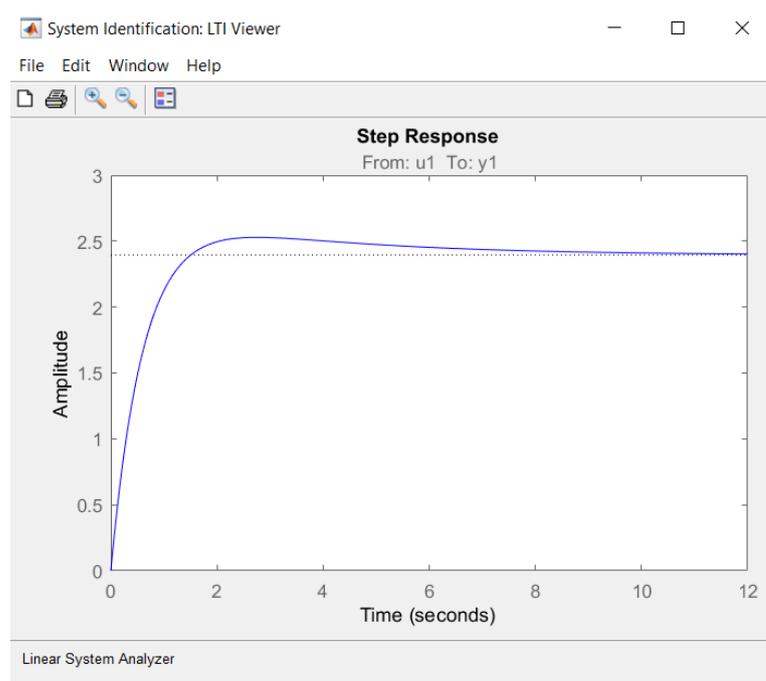


Рисунок 2.8 – График переходного процесса идентифицированной модели.

На рисунке 2.8 показан график переходного процесса математической модели, полученной методом идентификации данных. Исходя из рисунка следует, что процесс сходится к установившемуся значению, следовательно – система устойчива.

2.2 Расчет погрешностей полученной математической модели

В таблице 2.1 представлены замеры значений исходя из графиков исходного объекта и полученной математической модели. На основе данных параметров будет рассчитаны максимум модуля погрешности, средняя и среднеквадратическая погрешности.

Таблица 2.1 – Значения параметров объекта и полученной модели

Номер	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Объект	40	39	40	38	42	41	37	40	39	40
Модель	39	39	41	37.5	41.4	40.3	39	40.7	38.2	39.5

Максимум модуля погрешности рассчитывается по формуле:

$$E = \max_k |\Delta y_k| \quad (2.1)$$

Средняя погрешность рассчитывается по формуле:

$$E = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n |\Delta y_k| \quad (2.2)$$

Среднеквадратическая погрешность рассчитывается по формуле:

$$E = \frac{1}{n} \sqrt{\sum_{k=1}^n |\Delta y_k|^2} \quad (2.3)$$

В таблице 2.1 показана абсолютная погрешность измерений. Максимум модуля погрешности равен 0.6. Исходя из этих данных рассчитаем среднюю погрешность по формуле 2.1 и среднеквадратическую погрешность по формуле 2.2.

Таблица 2.2 – Абсолютная погрешность

О	40	39	40	38	42	41	37	40	39	40
М	39	39	41	37.5	41.4	40.3	39	40.7	38.2	39.5
Разница	1	0	1	0.5	0.6	0.7	2	0.7	0.8	0.5

Средняя погрешность рассчитывается по формуле:

$$E = \frac{0.4+0.6+0.2+0.2+0.14+0.1}{10} = \frac{1.64}{10} = 0.164$$

Среднеквадратичная погрешность рассчитывается по формуле:

$$E = \frac{\sqrt{0.4^2 + 0.6^2 + 0.2^2 + 0.2^2 + 0.14^2 + 0.1^2}}{10} = \frac{\sqrt{0.63}}{10} = 0.079$$

Максимум модуля погрешности равен 0.6, средняя погрешность равна 0.164, среднеквадратичная погрешность равно 0.079. Все полученные значения являются допустимыми.

2.3 Нейро-нечёткая система управления

Объектом управления является установка штангового глубинного насоса. Допустимым значением частоты тока работы электродвигателя является промежуток значений от 30 Гц до 50 Гц. Желаемым дебитом нефти является значение в 600м³/сутки, которое достигается при работе частоте тока электродвигателя в 40Гц с максимальным отклонением в 3Гц.

Для данного объекта управления необходимо синтезировать регулятор методом нейро-нечеткой системой управления с алгоритмом нечеткого вывода Такаги-Сугено. В соответствии с заданным сигналом и установленными правилами, данный регулятор будет регулировать выходной сигнал системы.

Таблица 2.3 – Логика нейро-нечеткого регулятора

Частота тока	Дебит нефти	Логика
30 Гц	750 м ³ /час	Если дебит >750 м ³ /час, тогда частота = 30 Гц
40 Гц	600 м ³ /час	Если дебит = 600 м ³ /час, тогда частота = 40 Гц
50 Гц	450 м ³ /час	Если дебит <450 м ³ /час, тогда частота = 50 Гц

Если дебит нефти на выходе равен 600 м³/час, регулятор не включается.

Если дебит нефти на выходе ниже $450 \text{ м}^3/\text{час}$, то регулятор включится, установив входное значение частоты тока электродвигателя 50 Гц .

Если дебит нефти на выходе больше $750 \text{ м}^3/\text{час}$, то регулятор включится, установив входное значение частоты тока электродвигателя 30 Гц .

На рисунке 2.15 показаны выходные значения принадлежности.

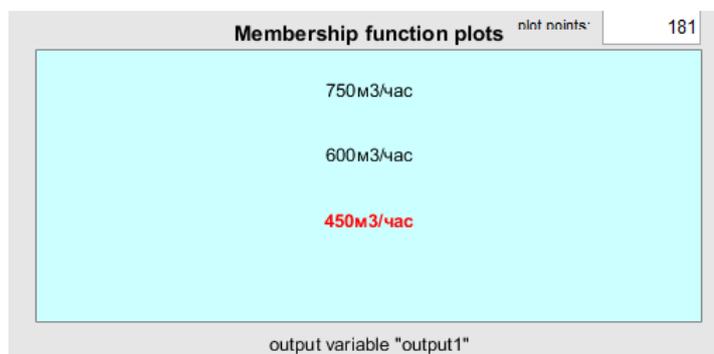


Рисунок 2.9 – Выходные функции принадлежности.

На рисунке 2.19 показаны значения дебита нефти, которые являются выходным значением объекта управления. Желаемым параметром является значение $600 \text{ м}^3/\text{час}$. В промежутках от $450 \text{ м}^3/\text{час}$ до $750 \text{ м}^3/\text{час}$ дебита нефти, включение регулятора будет не однозначным, ввиду того что находятся в пределах допустимых значений отклонений. При выходных параметрах от $450 \text{ м}^3/\text{час}$ и ниже или $750 \text{ м}^3/\text{час}$ и выше включение регулятора является обязательным для получения желаемого сигнала. Входные функции принадлежности показаны на рисунке 2.16.

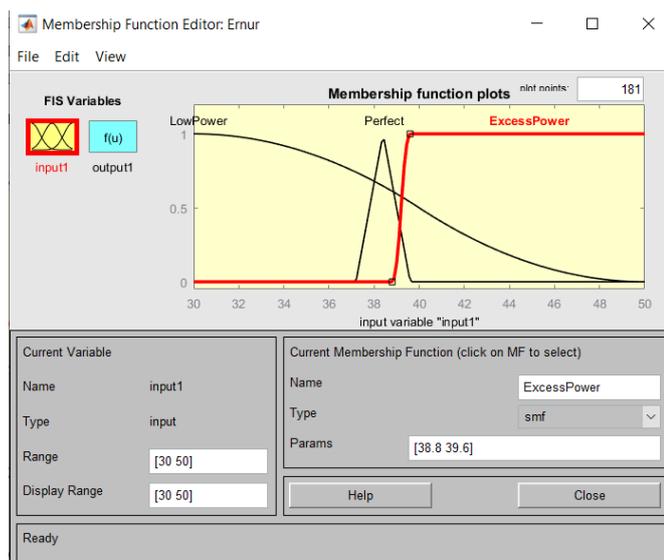


Рисунок 2.10 – Входные функции принадлежности.

На рисунке 2.10 показаны входные параметры частоты электродвигателя штангового глубинного насоса. Допустимые значения располагаются в диапазоне от 30 Гц до 50 Гц.

Правила для ЛНР показаны на рисунке 2.11.

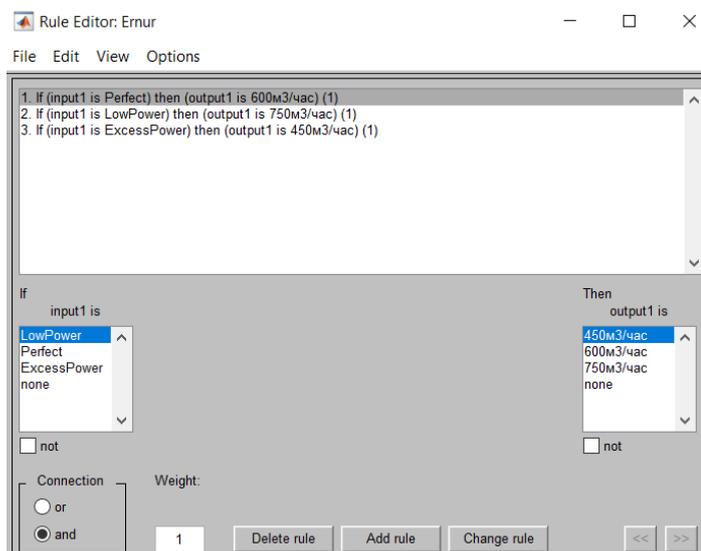


Рисунок 2.11 – Правила для ЛНР.

На рисунке 2.11 показан список правил для ЛНР. Отображение выполнения правил для ЛНР показан на рисунках 2.12, 2.13, 2.14.

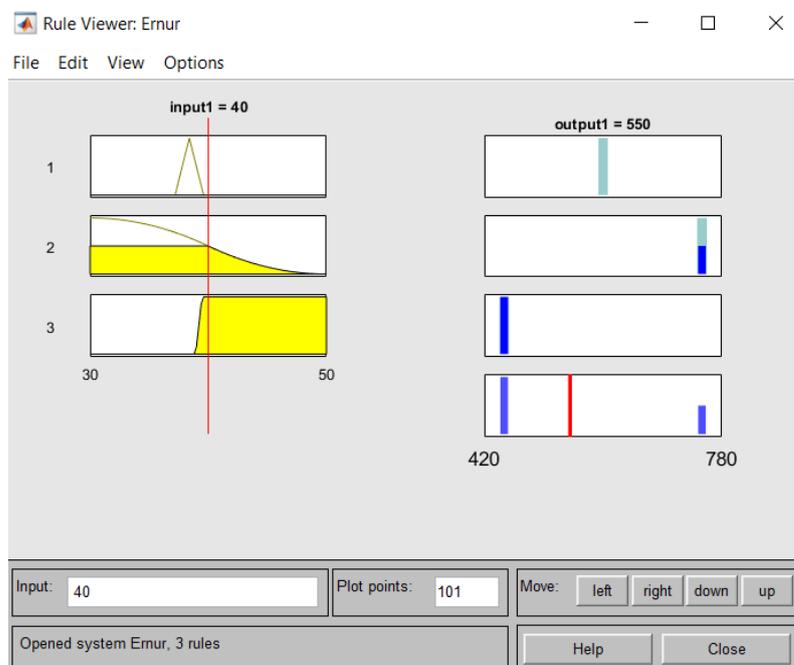


Рисунок 2.12 – Выполнение правил ЛНР.

На рисунке 2.12 показано выполнение правила ЛНР при входном значении 40 м³/час.

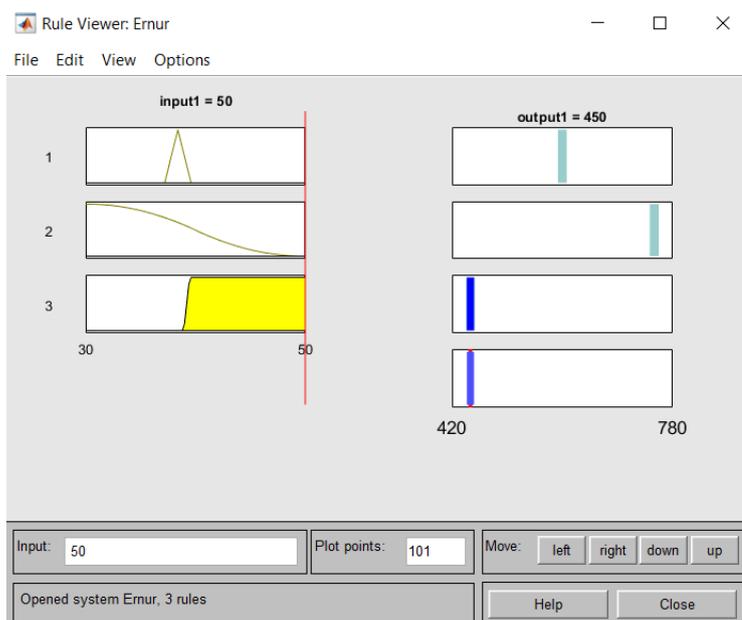


Рисунок 2.13 – Выполнение правил ЛНР.

На рисунке 2.13 показано выполнение правила ЛНР при входном значении 50 м³/час.

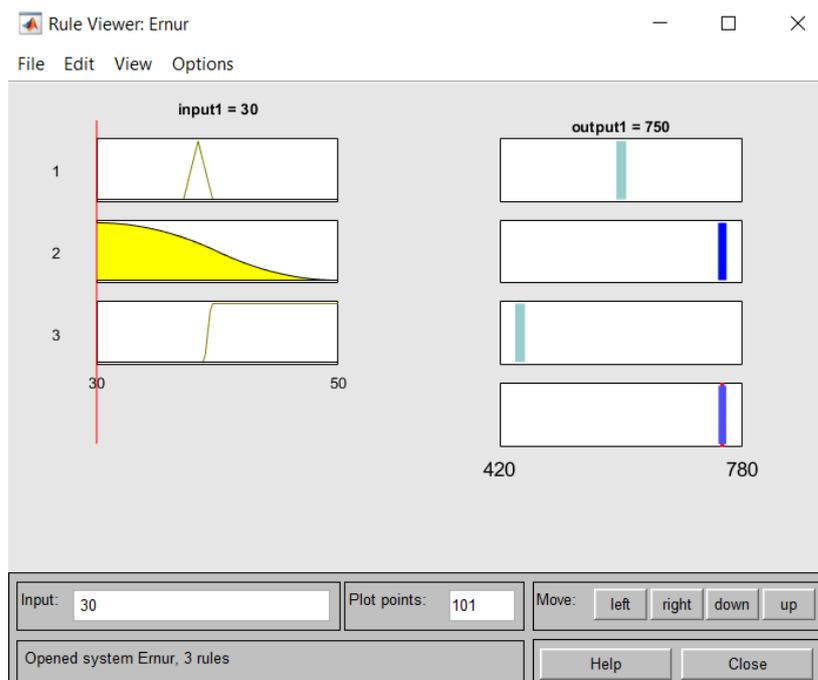


Рисунок 2.14 – Выполнение правил ЛНР.

На рисунке 2.14 показано выполнение правила ЛНР при входном значении 30 м³/час.

Для создания нейронной сети на базе логики НЛР, сначала необходимо создать файл с исходными данными технологического процесса взятые с базы данных реального времени реального объекта. Затем с помощью функции Anfisedit нужно загрузить файл *.fis и базу данных в формате *.m. После этого получим график обучения нейросети, который показан на рисунке 2.15.

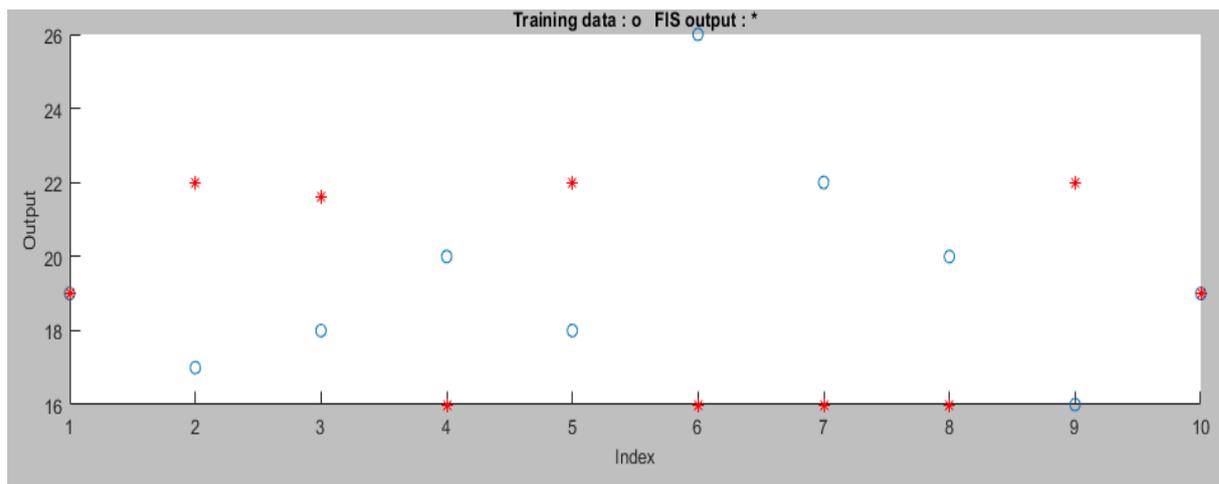


Рисунок 2.15 – График до обучения нейросети.

Из рисунка 2.15 видно, что нейронная сеть не обучена, что соответствует различным значениям исходных данных с выполненной логикой ЛНР. А график после обучения нейросети показан на рисунке 2.16.



Рисунок 2.16 – График после обучения нейросети.

На рисунке 2.16 показан график после обучения нейронной сети. Как видно из данного графика, значения нечеткого множества после обучения значительно улучшились.

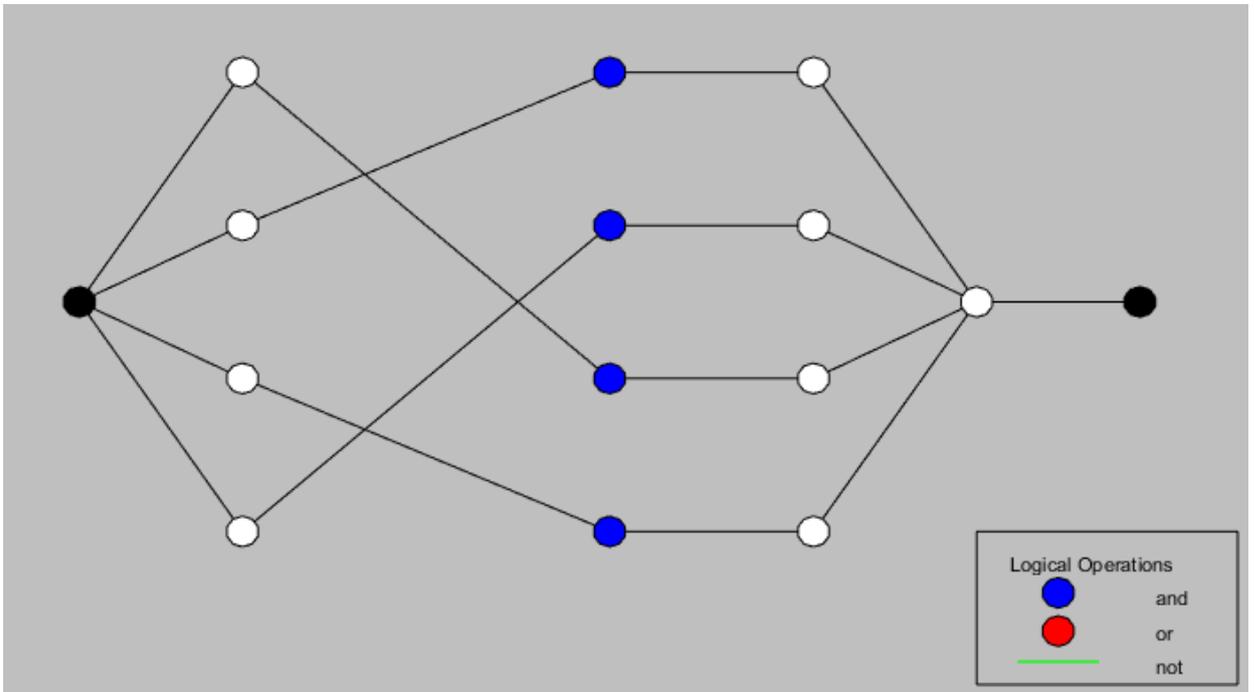


Рисунок 2.17 – Структурная модель нейро-нечеткого регулятора.

На рисунке 2.17 показана структурная модель нейро-нечеткого регулятора. Структура представляет собой входные параметры, которые ориентируясь на правила, получают соответствующие выходные сигналы. Для сравнения переходного процесса системы с нейро-нечетким регулятором и ПИД-регулятором необходимо построить схему с среде Simulink, показано на рисунке 2.18.

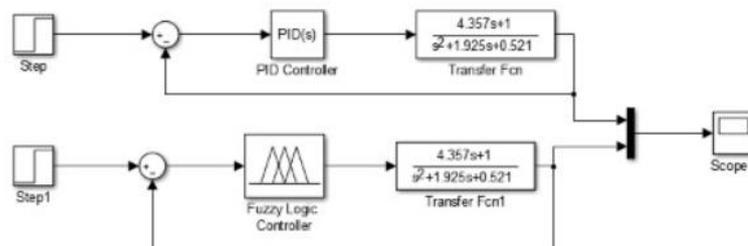


Рисунок 2.18 – Схема в Simulink-е.

На рисунке 2.18 показана схема построения системы с нейро-нечетким регулятором и PID-регулятором, для сравнения выходных сигналов. Параметры ПИД-регулятора были получены в среде MatLab методом Autotune. Полученные результаты показаны на рисунке 2.19.

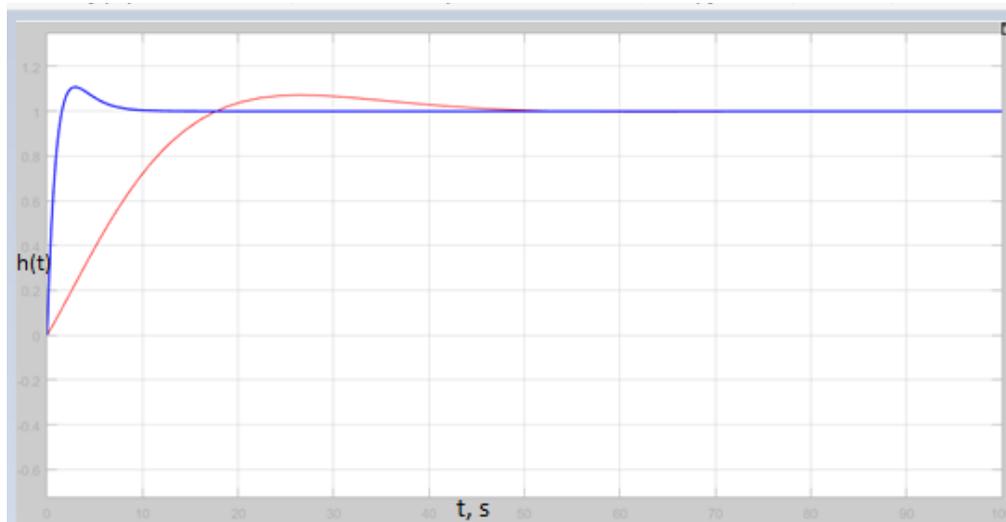


Рисунок 2.19 – График выходного сигнала с ПИД-регулятором и с нейро-нечетким регулятором.

На рисунке 2.19 показаны графики выходного сигнала нейро-нечеткого регулятора, обозначенным синим цветом и PID-регулятора, обозначенным красным цветом. Из рисунка следует, что системы с нейро-нечетким регулятором и с PID-регулятором приходят к установившемуся значению 1, что делает систему с обоими регуляторами точными. При том, что система с нейро-нечетким регулятором значительно превосходит систему с ПИД-регулятором в быстродействии, но уступает ей в перерегулировании. Для более детального сравнения двух систем, необходимо построить таблицу с основными оценками качества систем с нейро-нечетким регулятором и с ПИД-регулятором.

В таблице 2.4 показаны прямые оценки качества переходного процесса системы с нейро-нечетким регулятором и с ПИД-регулятором.

Таблица 2.4 – Оценки качества системы с нейро-нечетким и ПИД регуляторами

№	Оценка качества		Нейро-нечеткий регулятор	ПИД-регулятор

1	Время регулирования (Settling time)	T_{set}	7.2 с	42.8 с
2	Перерегулирование (Overshoot)	P_{ov}	10.9 %	7.25 %
3	Число колебаний	M	1	1
4	Колебательность (Oscillation)	μ	0 %	0 %
5	Частота колебаний (oscillation frequencies)	ω_{osc}	0.87 с^{-1}	0.14 с^{-1}
6	Установившаяся ошибка (steady-state error)	ϵ_{ss}	0	0
7	Время достижения первого максимума (peak time)	T_p	3.8 с	28 с
8	Время нарастания (rise time)	T_R	1.11 с	12.7 с

Исходя из таблицы 2.4 следует, что время регулирования у системы с нейро-нечетким регулятором значительно превосходит систему с ПИД-регулятором. Перерегулирование на 3% у системы с ПИД-регулятором меньше. Обе системы приходят к установившемуся значению 1, что делает обе системы точными. Частота колебаний у системы с ПИД-регулятором меньше, нежели у системы с нейро-нечетким регулятором.

3 Предиктивная диагностика штангового глубинного насоса

3.1 Динамометрический метод диагностики

Основными инструментами для произведения предиктивной диагностики нефтяных скважин являются: динамограмма, показания с датчиков штангового глубинного насоса и подсистема интеллектуальной диагностики. Схема логики работы показана на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 – Схема логики работы предиктивной диагностики.

На рисунке 3.1 показана схема логики работы предиктивной диагностики для штангового глубинного насоса. Данные с датчиков штангового глубинного насоса ежеминутно поступают на подсистему интеллектуальной диагностики, где происходит обработка полученных данных. Также ежеминутно на подсистему интеллектуальной диагностики отправляются данные с динамометра в виде динамограмм. В подсистеме интеллектуальной диагностики построена нейро-нечеткая система, которая на основе нейро-нечеткого множество производит обучение, тем самым позволяя производить диагностику. Затем в подсистеме интеллектуальной диагностики идет процесс постоянного сравнения и анализа получаемых данных с помощью обученной нейро-нечеткой системы.

Рассмотрим пример динамограммы при нормальной работе штангового глубинного насоса и при различных отклонениях. Динамограмма при нормальной работе насоса показана на рисунке 3.2.

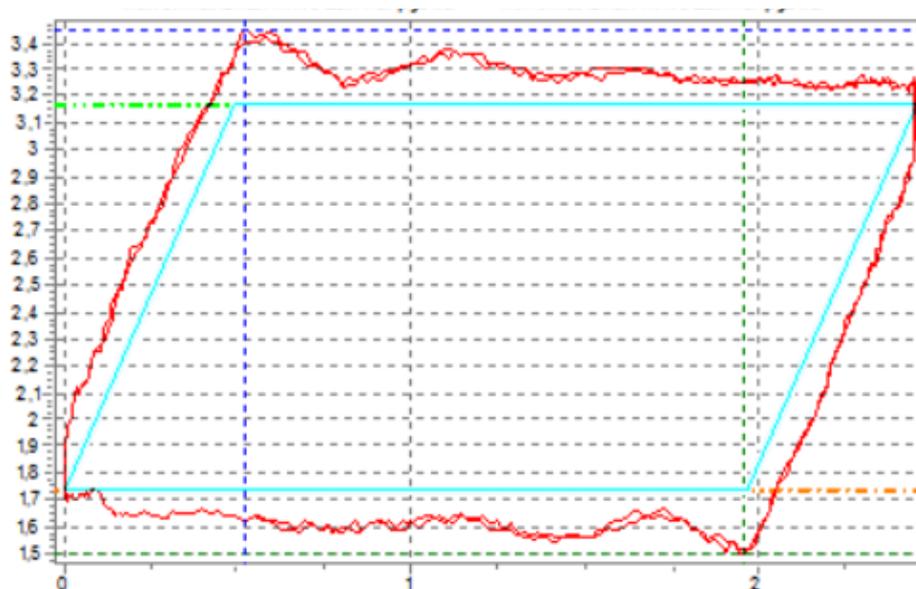


Рисунок 3.2 – Динамограмма при нормальной работе насоса.

На рисунке 3.2 показана динамограмма при нормальной работе штангового глубинного насоса. В данной динамограмме отображаются: теоретическая динамограмма, вес штанг наверху, нагрузка на УШ при ходе вверх, максимальная пиковая нагрузка, вес штанг снизу, нагрузка на УШ при ходе вниз, минимальная пиковая нагрузка. Динамограмма при неполном заполнении плунжера показана на рисунке 3.3.

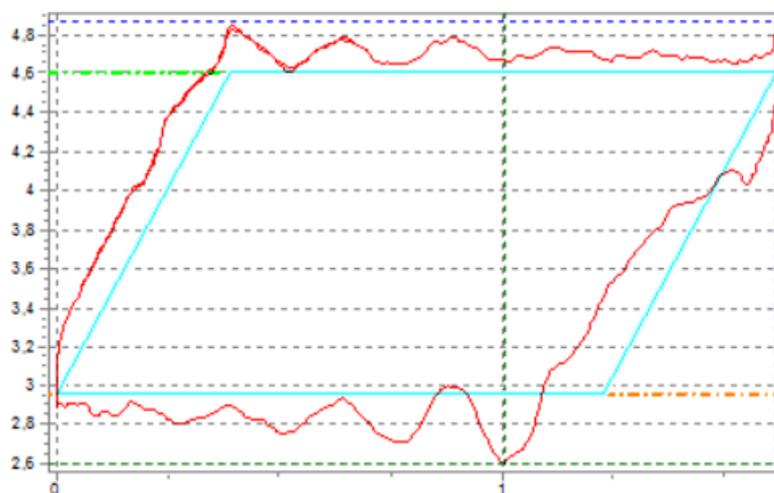


Рисунок 3.3 – Динамограмма при неполном заполнении плунжера.

На рисунке 3.3 показана динамограмма при неполном заполнении плунжера. Динамограмма, когда не работают оба клапана, показана на рисунке 3.4.

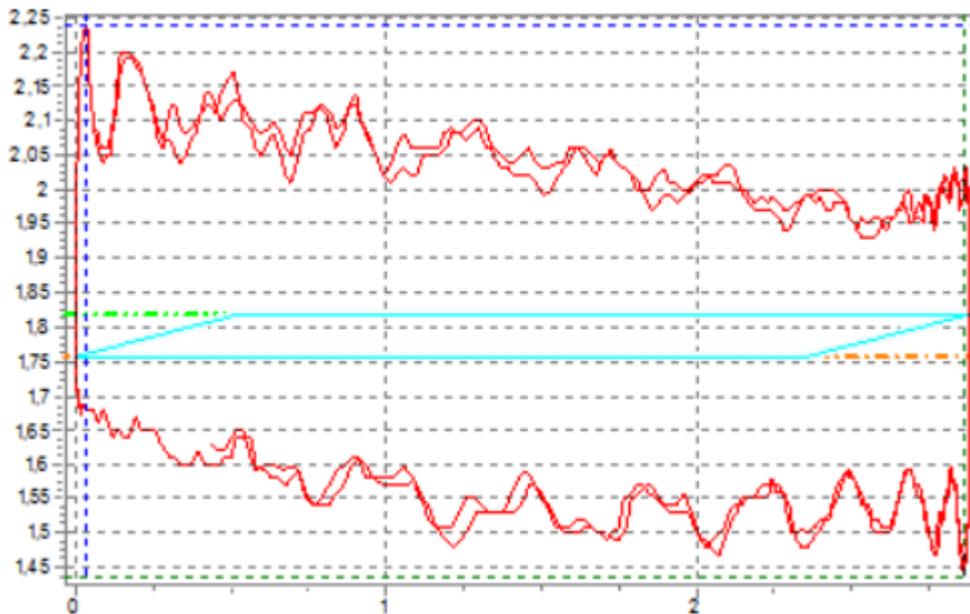


Рисунок 3.4 – Динамограмма при неработающих клапанах.

На рисунке 3.4 показана динамограмма при неработающих клапанах. Динамограмма при выходе плунжера из цилиндра показана на рисунке 3.5.

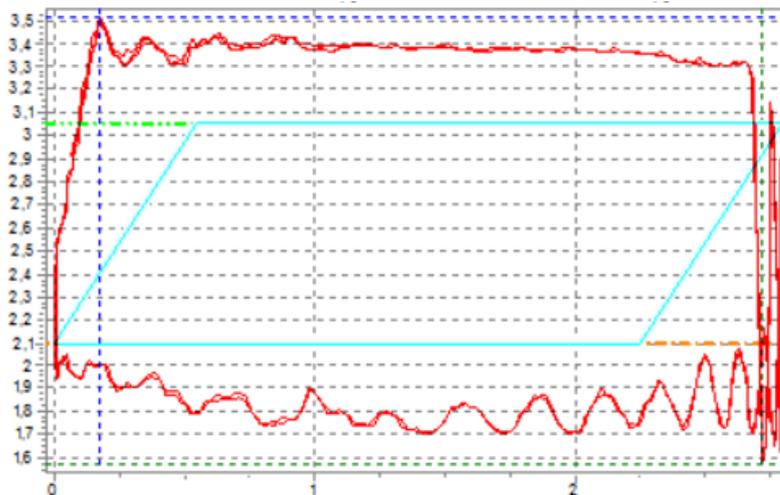


Рисунок 3.5 – Динамограмма при выходе плунжера из цилиндра.

На рисунке 3.5 показана динамограмма при выходе плунжера из цилиндра.

3.2 Ваттметрический метод диагностики

Ваттметрограмма – это график, представляющий собой изменение потребляемой мощности в зависимости от угла поворота за один цикл. Это

один из популярных методов диагностики. Обусловлен он тем, что современное оборудование в любом случае имеет датчик мощности, с которого можно снимать показания для построения ваттметрограммы.

Применяется она в целях диагностики текущего состояния оборудования и своевременного обнаружения дефектов и поломок в работе.

Ваттметрограмма способна выявить целый ряд проблем в работе оборудования, среди которых токовая перегрузка, отклонение значения частоты, перекося фаз и многие другие. Помимо этого она способствует обнаружению механических дефектов элементов оборудования, таких как: разбалансировка, обрывы и перекося штанг, наличие посторонних стуков в редукторе и тд.

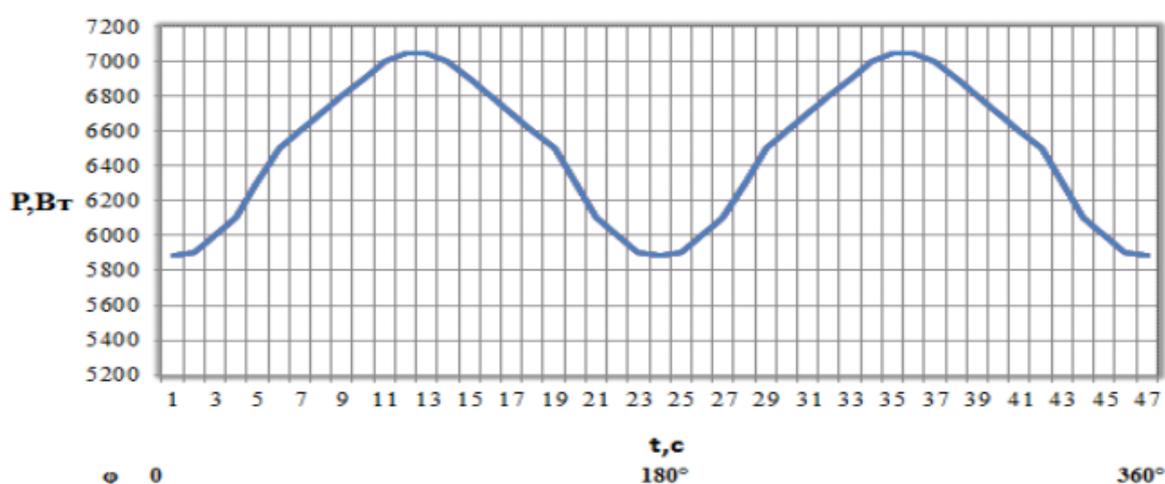


Рисунок 3.6 – Нормальная ваттметрограмма.

На рисунке 3.6 показана нормальная ваттметрограмма установки, у которой нет дефектов и поломок. Как видно, график представляет собой синусоидальные колебания без резких скачков и падений. Наличие оных сигнализирует о проблемах в работе установки.

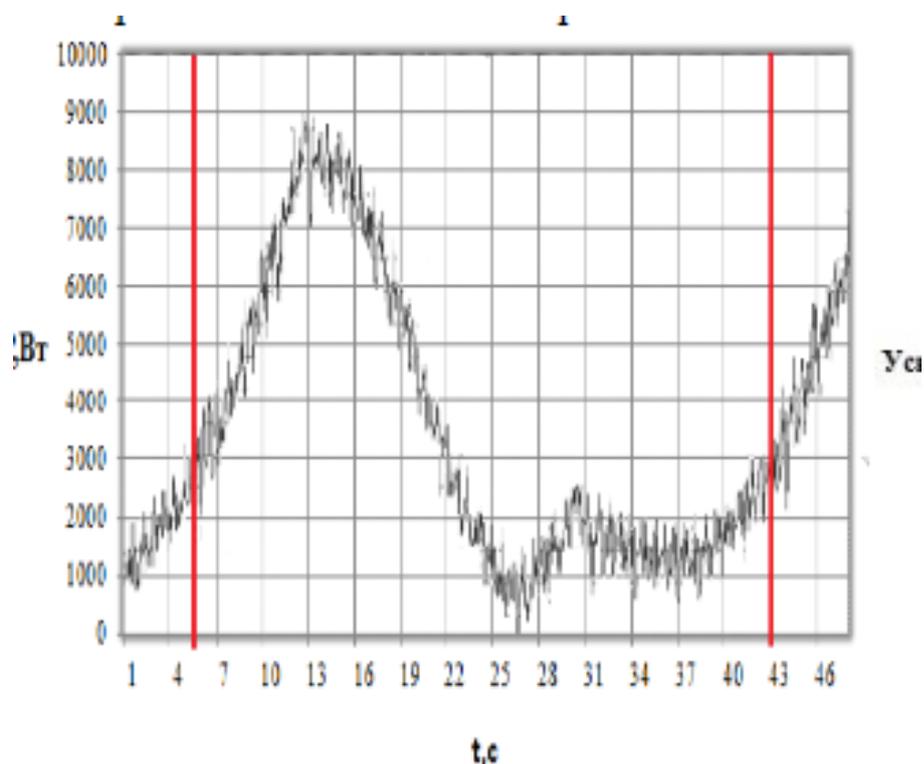


Рисунок 3.7 – Ваттметрограмма установки с неисправностью.

На рисунке 3.7 показана ваттметрограмма установки с неисправностью. Вертикальные полосы обозначен отрезок, в течении которого шток находился в вертикальном положении. Данный график описывает проблему работы нагнетательного клапана.

Для построения ваттметрограммы, как правило, применяют специальный модуль ваттметрирования, который устанавливается на самой установке. Для его работы нужно превышение амплитуда переменного тока на 20 Вольт. Это является обязательным условием работы модуля, так как если амплитуда будет ниже микроконтроллер не сможет ее распознать и выдаст ошибочный результат. Модуль ваттметрограммы позволяет снимать значения с трёх фаз, строя на их основе график. При этом по каждой фазе вычисление параметров идет независимо, за исключением, собственно, сдвига фаз.

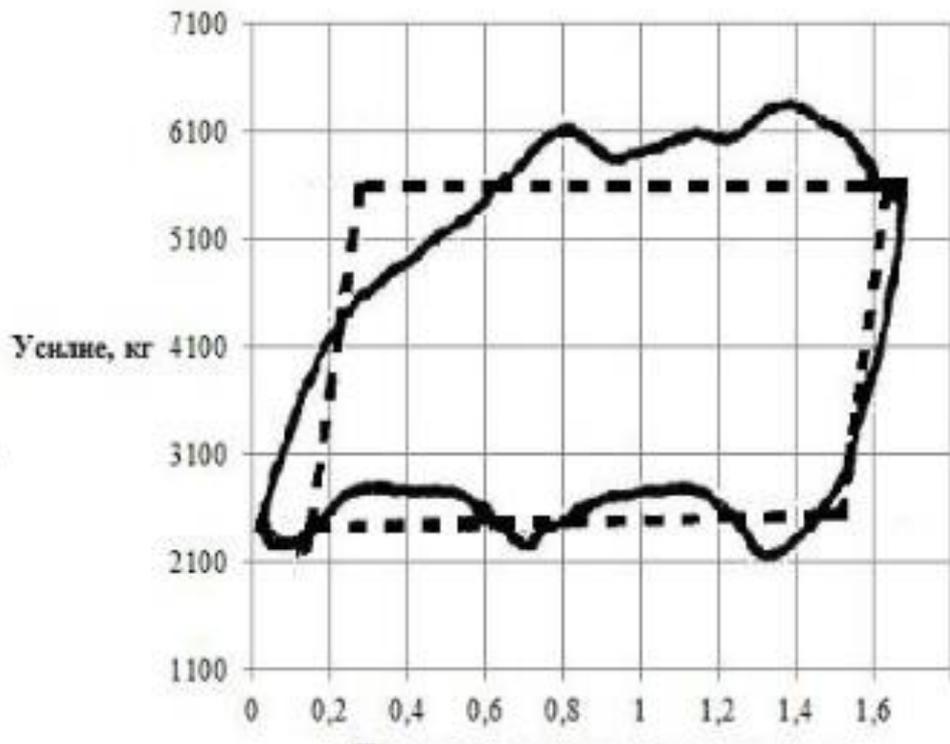


Рисунок 3.8 – Положение штока.

На рисунке 3.8 показано положение штока. Как видно, оно отличается от требуемого. Это и является причиной проблем, показанных на ваттметрограмме рисунка 3.7

Как видно на рисунках выше, ваттметрограмма действительно способна определять наличие дефектов в установке. При этом построение ваттметрограммы не требует наличия большого количества оборудования, достаточно всего нескольких датчиков тока и напряжения. Помимо всего прочего, возможно проведение спектрального анализа ваттметрограммы, который позволяет определить неисправности подвижных частей установки, таких как подшипники и редукторы.

Наличие мощных вычислительных инструментов, таких как MATLAB, позволяет быстро и точно строить ваттметрограммы для любой из установок.

4 Рекомендации

4.1 Алгоритм случайного леса

Так называемый алгоритм случайного леса является одним из самых популярных и универсальных алгоритмов машинного обучения, придуманных в середине 20 века. Авторами данного метода являются Лео Брейман и Адель Катлер. Главным достоинством этого метода является его универсальность. Он подходит для решения задач регрессии, селекции, поиска и кластеризации.

Существенным недостатком данного метода является сложность его эвристического развития. Данный метод, придуманный более 50 лет назад, используется в своем первоначальном виде по этой причине: никому не удалось как-либо улучшить или же изменить его.

Название случайного леса алгоритм получил за свою структуру: имеется множество «деревьев», каждое из которых решает задачу. В зависимости от решаемой задачи итоговый результат получается либо путем усредненного значения ответов всех деревьев, если речь идет о задаче регрессии, либо же путем голосования: ответ с наибольшим числом «голосов» от каждого дерева считается истинным. При этом нужно учитывать, что одно отдельно взятое дерево обладает крайне посредственным качеством классификации и одно единственное дерево никогда не будет ориентиром в поиске правильного ответа.

Структура алгоритма проста: делается первоначальная выборка, для которой делаются подвыборки. Каждая подвыборка разветвляется в соответствии с количеством случайных признаков. На каждой ветви находится определенное количество случайных признаков. Ограничением является заданное количество n объектов либо же заданная высота дерева. Далее идет выборка самого лучшего признака и по нему идет дальнейшее разветвление. Разветвление идет до тех пор, пока выборка не исчерпается.

Алгоритм отличается своей простотой теоретической базы. Для решения задачи требуется всего одна формула итогового классификатора:

$$a(x) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N b_i(x) \quad (4.1),$$

Где N – число деревьев, I – счетчик деревьев, b – решающее дерево, x – выборка, сгенерированная на основе данных.

Количество деревьев прямо пропорционально качеству результата. С большим числом деревьев результат получается точнее, но большое количество деревьев приводит к увеличению времени расчета. При огромном количестве деревьев программа может в принципе зависнуть. По этой причине стоит заранее рассчитать либо же эмпирическим путем определить

необходимое количество деревьев. При соблюдении нужного числа деревьев качество выборки может достигать до 100%.

Всего существует пять основных параметров, которые необходимо задать.

Число деревьев – `n_estimators`. Как уже сказано ранее, число деревьев напрямую влияет на точность результата. Однако большое количество деревьев замедляет расчет результата.

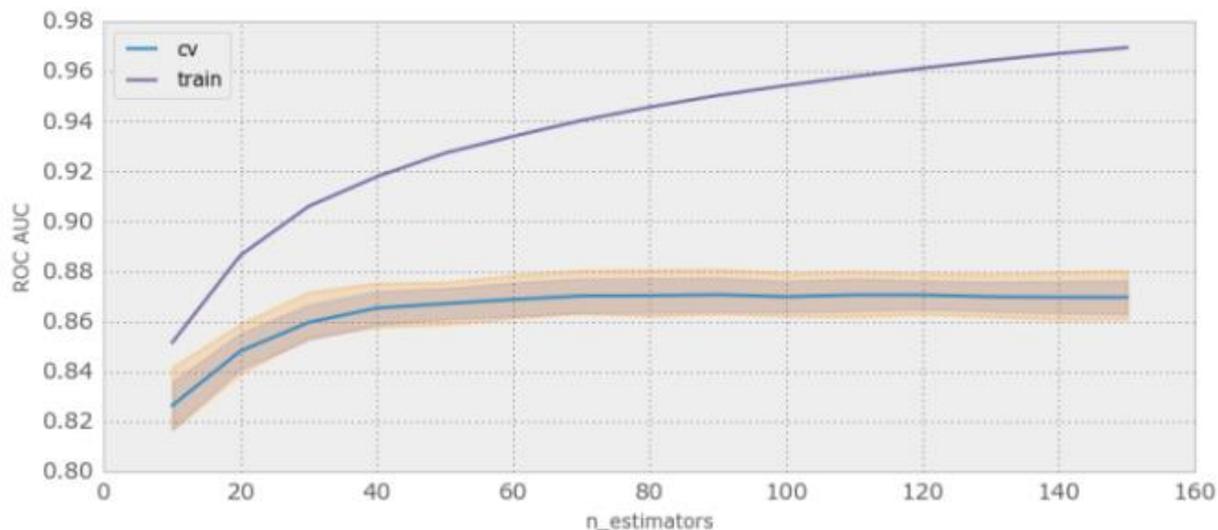


Рисунок 4.1 – Зависимость количества деревьев и качества.

На рисунке 4.1 показана зависимость количества деревьев и качества результата. С увеличением числа деревьев качество стремится к 100%.

Количество признаков для разветвления – `max_features`. Чем выше его значение, тем дольше строится лес, а деревья становятся более однообразными, что влияет на результат. По умолчанию его значение определяется, как \sqrt{n} , либо же $n/3$ для задач регрессии.



Рисунок 4.2 – Зависимость числа признаков и качества.

На рисунке 4.2 показана зависимость количества признаков и качества.

Как видно, до определенного момента увеличение количества ведет к улучшению качества, однако потом наступает постепенный спад, обусловленный становлением деревьев однотипными.

1) Минимум объектов для разветвления – `min_samples_split`.

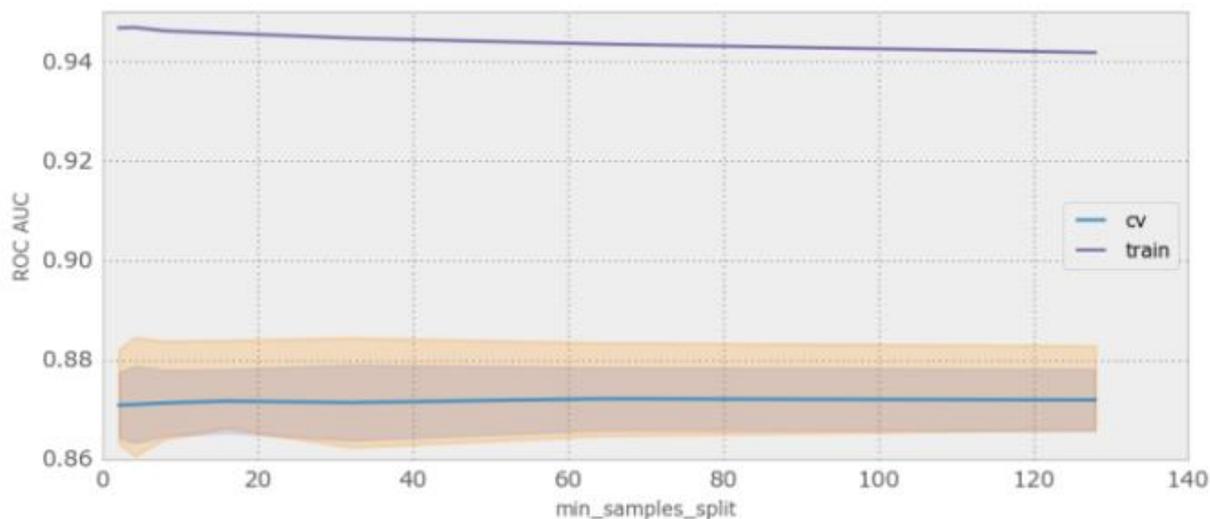


Рисунок 4.3 – Зависимость минимума объектов признаков и качества.

На рисунке 4.3 показана зависимость количества признаков и качества. Как видно, данный параметр не сильно влияет на качество, поэтому его параметр, как правило, оставляют по умолчанию.

Ограничение количества объектов на каждом листе - `min_samples_leaf`. Чем выше ограничение, тем быстрее идет построение дерева, но качество конечного результата ухудшается.

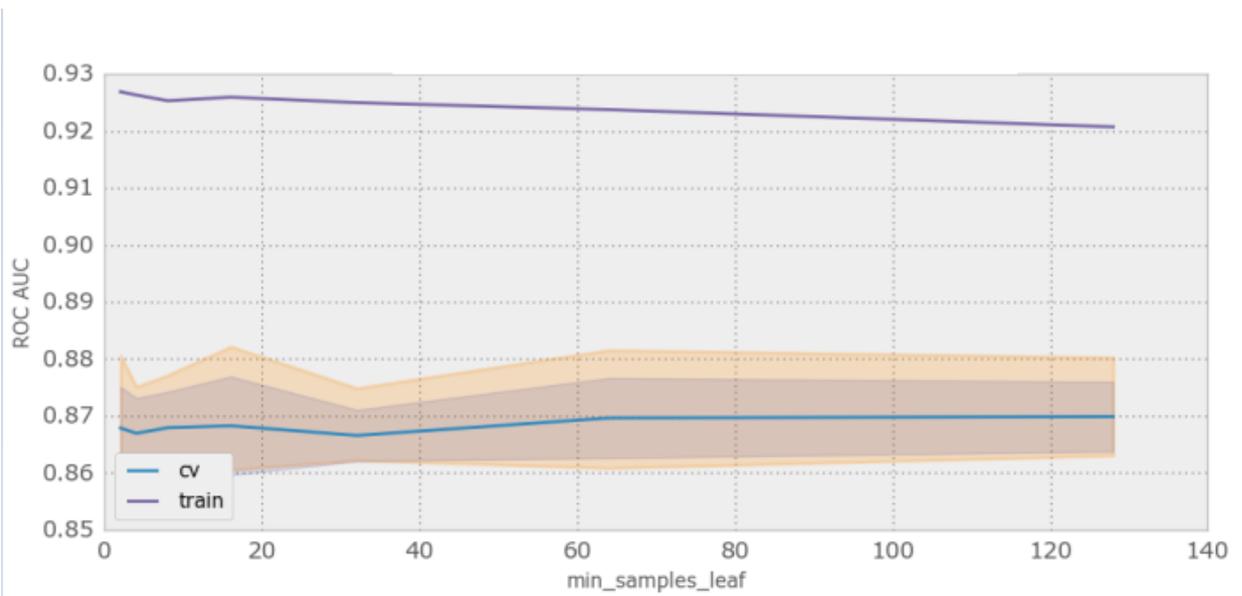


Рисунок 4.4 – Зависимость числа ограничений и качества.

На рисунке 4.4 показана зависимость минимального числа ограничений и качества. Подобно предыдущему параметру, данный параметр не слишком сильно влияет на качество, однако слишком низкое количество ограничений ухудшает качество.

Максимальная глубина – max_depth. Также влияет на быстродействие. Чем меньше глубина, тем быстрее работает алгоритм. Деревья с небольшой глубиной используются лишь в задачах, которые имеют множество посторонних шумов.

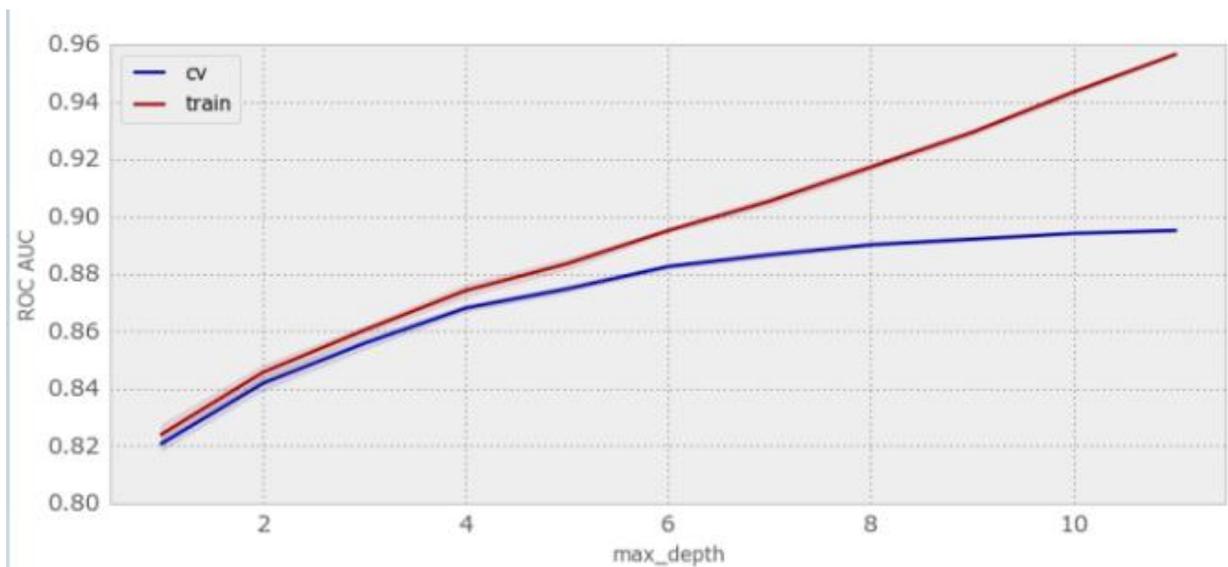


Рисунок 4.5 - Зависимость количества признаков и качества.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной дипломной работе был рассмотрен технологический процесс добычи нефти из скважин при использовании штангового глубинного насоса. Проведен обзор на классификацию штанговых глубинных насосов. Были показаны основные проблемы штангового глубинного насоса. Были показаны общие сведения о динамограммах штангового глубинного насоса. На основе входных и выходных данных с реального объекта, была получена математическая модель методом идентификации данных. Для полученной математической модели был произведен анализ переходного процесса, получены прямые и косвенные оценки качества. Система без регулятора не приходила к заданному значению. Для улучшения технологического процесса был построен нейро-нечеткий регулятор с использованием логики нечеткого множества Такаги-Сугено. В качестве оценки влияния нейро-нечеткого регулятора был построен ПИД-регулятор. Система с нейро-нечетким регулятором, как и система с ПИД-регулятором приходят к установившемуся значению. При этом нейро-нечетким регулятором значительно превосходит систему с ПИД-регулятором, уменьшив процент перерегулирования. Частота колебаний у системы с ПИД-регулятором меньше, нежели у системы с нейро-нечетким регулятором. Была показана логика работы системы при предиктивной диагностике штангового глубинного насоса, а также в качестве примера были рассмотрены динамограммы при нормально работе насоса и при различных ошибках.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Бесекерский В.А., Изранцев В.В. Системы автоматического управления с микроЭВМ. - М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит. 1987. -320с
- 2 Nguyen, T. Sucker Rod Pump. In: Artificial Lift Methods. Petroleum Engineering. Springer, Cham., 2020.
- 3 Воронов А.А. Теория автоматического управления. Часть 1. - Москва: Высшая школа, 1986. – 367 с
- 4 Воронов А. А. Теория автоматического управления. Часть 2. - Москва: Высшая школа, 1986. – 367 с
- 5 Moises G, Andrade S, Carcia A, Sucker-rod pumping failures diagnostic system- SPE 134975. Presented at the ATCE in Florence, Italy, September, 2010
- 6 Nguyen TC, Bhargava U, Al-Safran E, Effect of viscosity on rod pump performance- MLF67. Middle East Artificial Lift Forum (MEALF), Oman, 2019
- 7 Williams B, Fischer H, Gas locking and gas interference solutions for sucker rod pumps. In: 6th annual sucker rod pumping workshop. Dallas, TX, September, 2010
- 8 Амангелдиев А.М. Исследование и разработка предиктивной аналитики на основе интеллектуальных алгоритмов ремонтных работ на нефтяных скважинах // Сатпаевские чтения-2021. – Алматы. 2021.
- 9 Sujata Butte, Prashanth A R, Sainath Patil Machine learning based predictive maintenance strategy: a super learning approach with deep neural networks. // 2018 IEEE Workshop on Microelectronics and Electron Devices (WMED). – 2018.
- 10 Jose-Raul Ruiz-Sarmiento A predictive model for the maintenance of industrial machinery in the context of industry // Engineering Applications of Artificial Intelligence. – Spain. – 2020.
- 11 M. Abdelaziz, L. Rafael, and J. J. Xiao, ESP Data Analytics: Predicting Failures for Improved Production Performance // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Abu Dhabi, UAE. – 2017.
- 12 Исмагилов С. Ф. Совершенствование контроля работы штанговых насосных установок при эксплуатации скважин с направленным профилем ствола. Р. Н. Бахтизин. – Дис. канд. техн. наук. – Уфа. – 2018.
- 13 Хакимьянов М. И. Мониторинг состояния штанговых глубиннонасосных установок по результатам анализа ваттметрограмм // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – №5. – 2011

ОТЗЫВ

НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

На дипломный проект
(наименование вида работы)
Исабаева Ернура Медетовича
(Ф.И.О. обучающегося)
5B070200 - «Автоматизация и управление»
(шифр и наименование специальности)

Тема: «Предиктивная диагностика нефтяных скважин»

Целью дипломного проекта является разработка системы с предиктивной диагностикой нефтяных скважин с помощью интеллектуальной системы. Система предиктивной диагностики – это аппаратно-программный комплекс, который отслеживает состояние основного оборудования нефтяных скважин, выявляет неисправности на ранних стадиях, прогнозирует развитие неисправностей на основании анализа текущих данных, получаемых в режиме реального времени. Существующие системы АСУ ТП обеспечивают контроль показателей в очень широких диапазонах и без учета взаимосвязей (корреляции) параметров. Разработанная система позволяет с помощью данных со SCADA обрабатывать, анализировать с помощью Matlab передается с помощью OPC сервера в существующую систему.

За время исследования Исабаев показал себя очень профессионально, проявил большой интерес и самостоятельность. Подробно описал систему и изучил предиктивную и интеллектуальные системы.

Дипломный проект Исабаева Ернура соответствует требованиям и имеет практическую значимость, а Ернур заслуживает оценки «отлично» и степень бакалавра по специальности «5B070200-Автоматизация и управление»

Научный руководитель

профессор, д.т.н

(должность, уч. степень, звание)

Сулейменов Б.А.

(подпись)

«16» 05 2022 г.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Исабаев Е.М.

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Предиктивная диагностика нефтяных скважин

Научный руководитель: Жанар Омирбекова

Коэффициент Подобия 1: 13.4

Коэффициент Подобия 2: 9.5

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 18

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

- Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
- Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.
- Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

Обоснование:

Выявленные заимствования в работе являются общими описаниями технологий и не являются плагиатом

Дата 16.05.2022.

проверяющий эксперт

Э.И.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Исабаев Е.М.

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Предиктивная диагностика нефтяных скважин

Научный руководитель: Жанар Омирбекова

Коэффициент Подобия 1: 13.4

Коэффициент Подобия 2: 9.5

Микропробелы: 0

Знаки из других алфавитов: 18

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

- Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.
- Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.
- Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.
- Обоснование:

Дата

Заведующий кафедрой



РЕЦЕНЗИЯ

На дипломный проект
Исабаев Ернур Медетович
5В070200 – Автоматизация и управление

Тема: «Предиктивная диагностика нефтяных скважин»

- а) графическая часть на 12 листах;
- б) пояснительная записка на 44 страницах.

ЗАМЕЧАНИЯ К РАБОТЕ

Перед дипломантом ставилась задача разработка интеллектуальной системы управления для работы штангового глубинного насоса.

В первом разделе данного дипломного проекта был обзор установки штангового глубинного насоса, так же различные классификации штангового глубинного насоса, детально рассмотрены основные проблемы ШГН, выявлен основной метод диагностики ШГН.

Во второй части дипломного проекта по реальным данным с объекта, была построена математическая модель методом идентификации данных. Далее были рассчитаны погрешности полученной математической модели. В качестве объекта управления был выбран штанговый глубинный насос. Для предиктивной диагностики ШГН, были построены системы с ПИД-регулятором и с нейро=нечетким регулятором. Далее приводятся все оценки качества для сравнения двух регуляторов

В третьей части проекта описывается предиктивная диагностика, приведена схема логики работы предиктивной диагностики. Далее было рассмотрены динамометрический и ваттметрические методы диагностики.

В четвертой части проекта даются рекомендации для еще одного метода диагностики, а именно метод случайного леса.

Графический и текстовый материал оформлен в соответствии с требованиями ГОСТ, предъявляемыми к оформлению учебных работ.

В работе отсутствует сравнительный анализ применяемых методов. Данное замечание не снижает актуальность работы.

Оценка работы

Считаю, что дипломный проект заслуживает оценки «отлично», а студент Исабаев Ернур Медетович_присуждения академической степени бакалавра по специальности 5В070200 – Автоматизация и управление.

Рецензент

Магистр техники и технологии по специальности РЭТ

Сихимбаев Асхат Саматович

(подпись)

« 20... г.

