

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казакский национальный исследовательский  
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт Автоматики и информационных технологий

Кафедра Автоматизации и управления



**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**  
к дипломному проекту

На тему: «Цифровизация и интеграция данных в Автоматизированных Системах Управлении  
в отрасли транспортировки нефти»

6B07103 – Автоматизация и роботизация

Выполнил

Мухамедияров Д.И

Рецензент

PhD, асоц. профессор

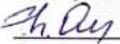
 Оракбаев Е.Ж

(подпись)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 г.

Научный руководитель

PhD, асоц. профессор

 Омирбекова Ж.Ж

(подпись)

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 г.

Алматы 2025

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский  
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт Автоматики и информационных технологий  
Кафедра Автоматизации и управления

6B07103 – Автоматизация и роботизация



**ЗАДАНИЕ**  
на выполнение дипломного проекта

Обучающемуся Мухамедияров Д.И

Тема: «Цифровизация и интеграция данных в АСУ в отрасли транспортировки нефти».

Утвержден приказом Р. Ускенбаевой № 26-П/Ө от «29» января 2025 г.

Срок сдачи законченной работы: «30» 05 2025 г.

Исходные данные к проекту: Функциональная схема автоматизации , инструкция по эксплуатации

Перечень подлежащих разработке в дипломном проекте вопросов:

- а) описание технологической части;
- б) разработка структурной схемы системы автоматического управления;
- в) разработка функциональной схемы автоматизации системы управления процессом;
- г) расчетная часть;
- д) разработка программы управления.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):  
функциональная схема автоматизации насосного агрегата.

Рекомендуемая основная литература:

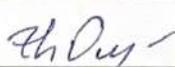
1. Гуляева Д. Р., Киселев А. В. Применение методов Ляпунова для исследования устойчивости систем // Информационные системы и технологии. – 2016. – С. 40-44.
2. Петров, И.И. Моделирование и управление в нефтяной и газовой промышленности. — Казань: Казанский университет // Теория автоматического управления. - 2019. - С.59-63
3. Тимофеев, В.А. Автоматизация процессов нефтедобычи и нефтепереработки. — Уфа: УГНТУ // Информационные технологии и системы управления в нефтегазовой промышленности. - 2017. - С.37-41

**ГРАФИК**  
подготовки дипломного проекта

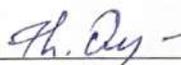
Наименования разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Технологический раздел Цифровизация и интеграция данных в АСУ Транспортировка нефти	06.02.2025г.	
Технологический раздел Определение точек контроля Определение структуры АСУ ТП	10.02.2025г.	
Технологический раздел Выбор приборов и оборудования для каждого аспекта показателей	17.02.2025г.	
Расчетный раздел Функциональная схема автоматизации насосного агрегата Постановка задачи регулирования	27.02.2025г.	
Расчетный раздел Создание программы управления Разработка алгоритма	07.03.2025г.	

**Подписи**

консультантов и нормоконтролера на законченный дипломный проект с указанием относящихся к ним разделов проекта

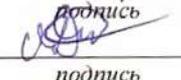
Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Технологический раздел	Ж.Ж.Омирбекова PhD, ассоциированный профессор		
Расчетный раздел	Ж.Ж.Омирбекова PhD, ассоциированный профессор		
Нормоконтролер	К. А. Манатов магистр техн. наук		

Научный руководитель



Омирбекова Ж.Ж

Задание принял к исполнению обучающийся

  
подпись

Мухамедияров Д.И

Дата

«\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 г.

## АНДАТПА

Бұл жұмыста мұнай тасымалдау саласында цифрландыру және автоматтандырылған басқару жүйелеріне (АБЖ) деректерді біріктіру мәселелері қарастырылады. Мұнай тасымалдау инфрақұрылымын тиімді басқаруды қамтамасыз етудегі индустриалды заттар интернеті (IIoT), SCADA жүйелері, бұлтты есептеулер, болжамды аналитика және цифрлық егіздер сияқты заманауи цифрлық технологиялардың рөлі зерттеледі.

Әртүрлі басқару деңгейлері (APCS, MES, ERP) арасындағы деректерді біріктірудің негізгі аспектілері, цифрлық шешімдерді енгізу мәселелері, киберқауіпсіздік мәселелері және технологиялық процестерді оңтайландыру мүмкіндіктері талданған. Жабдықтардың жай-күйін бақылауға, ақауларды болжауға және төтенше жағдайлар қаупін азайтуға заманауи тәсілдердің мысалдары келтірілген.

## АННОТАЦИЯ

В данной работе рассматриваются вопросы цифровизации и интеграции данных в автоматизированные системы управления (АСУ) в отрасли транспортировки нефти. Исследуется роль современных цифровых технологий, таких как промышленный Интернет вещей (IIoT), системы SCADA, облачные вычисления, предиктивная аналитика и цифровые двойники, в обеспечении эффективного управления нефтетранспортной инфраструктурой.

Анализируются ключевые аспекты интеграции данных между различными уровнями управления (АСУ ТП, MES, ERP), проблемы внедрения цифровых решений, вопросы кибербезопасности и возможности оптимизации технологических процессов. Приведены примеры современных подходов к мониторингу состояния оборудования, прогнозированию отказов и снижению рисков аварийных ситуаций.

## ABSTRACT

This paper examines the issues of digitalization and data integration into automated control systems (ACS) in the oil transportation industry. It examines the role of modern digital technologies, such as the Industrial Internet of Things (IIoT), SCADA systems, cloud computing, predictive analytics and digital twins, in ensuring effective management of oil transportation infrastructure. The key aspects of data integration between different management levels (ACS, MES, ERP), problems of implementing digital solutions, cybersecurity issues and the possibility of optimizing technological processes are analyzed. Examples of modern approaches to monitoring the condition of equipment, predicting failures and reducing the risks of emergency situations are given.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Технологическая часть	8
1.1 Транспортировка нефти	8
1.2 Трубопроводная транспортировка нефти	9
1.3 Магистральные насосы	12
1.4 Цифровизация и интеграция данных в АСУ	14
2 Основная часть	15
2.1 Определение точек контроля	15
2.2 Определение структуры АСУ ТП	15
2.3 Выбор приборов и оборудования	17
2.4 Функциональная схема автоматизации	22
2.5 Постановка задачи регулирования	22
2.6 Синтез математической модели САР	23
2.7 Анализ динамических свойств системы	25
2.8 Синтез регулирующего устройства	31
3 Создание программы управления	34
3.1 Разработка алгоритма	34
3.2 Реализация в ТИА-portal	35
Заключение	40
Список использованной литературы	41
Приложение А	42

## ВВЕДЕНИЕ

Современная нефтяная промышленность переживает этап масштабной цифровой трансформации, направленной на повышение эффективности, надежности и безопасности производственных процессов. Одним из ключевых направлений этой трансформации является цифровизация и интеграция данных в автоматизированных системах управления (АСУ) в сфере транспортировки нефти.

Транспортировка нефти по магистральным трубопроводам представляет собой сложный технологический процесс, требующий точного контроля параметров, координации большого количества оборудования и минимизации рисков аварий. Традиционные методы управления не всегда способны обеспечить оперативную реакцию на изменения в системе, что приводит к экономическим потерям и возможным экологическим последствиям. В связи с этим внедрение цифровых технологий становится не только средством оптимизации процессов, но и необходимостью для обеспечения конкурентоспособности предприятий.

Цифровизация позволяет автоматизировать сбор и анализ данных, использовать предиктивную аналитику для прогнозирования отказов оборудования, интегрировать информационные системы различного уровня (SCADA, ERP, MES) и обеспечивать кибербезопасность критически важных объектов. Современные технологии, такие как промышленный Интернет вещей (IIoT), облачные вычисления, цифровые двойники и машинное обучение, позволяют создать единую интеллектуальную систему управления нефтепроводами, обеспечивающую их бесперебойную работу и высокую степень контроля.

Актуальность данной работы обусловлена растущей потребностью нефтегазовых компаний в повышении эффективности эксплуатации трубопроводных систем, снижении затрат на техническое обслуживание и повышении экологической безопасности. В рамках исследования будут рассмотрены современные решения в области цифровизации АСУ, проанализированы их преимущества и возможные барьеры внедрения, а также предложены рекомендации по интеграции интеллектуальных систем управления в отрасли транспортировки нефти.

## **1 Технологическая часть**

### **1.1 Транспортировка нефти**

Транспортировка нефти является важнейшим процессом в нефтяной промышленности, обеспечивающим доставку сырья от мест добычи к перерабатывающим предприятиям и конечным потребителям. Используются различные способы транспортировки нефти, среди которых основными являются трубопроводный, морской, железнодорожный и автомобильный транспорт.

Трубопроводный транспорт является наиболее распространенным способом, обеспечивающим высокую пропускную способность и экономическую эффективность. Магистральные нефтепроводы представляют собой сложные инженерные сооружения, состоящие из трубопроводных линий, насосных и компрессорных станций, резервуарных парков и систем контроля. Они позволяют транспортировать нефть на большие расстояния с минимальными потерями и высокой степенью безопасности. Основными преимуществами трубопроводного транспорта являются непрерывность процесса, низкая себестоимость перевозки и высокая степень автоматизации управления.

Морской транспорт используется для международных поставок нефти, особенно в регионах, где отсутствует развитая трубопроводная инфраструктура. Нефтяные танкеры позволяют перевозить большие объемы нефти через океаны и моря. Для обеспечения безопасности перевозок и предотвращения разливов нефти используются специализированные терминалы, системы балластных вод и двойные корпуса судов.

Железнодорожный транспорт применяется для доставки нефти в регионы, не имеющие выхода к морю или магистральным нефтепроводам. Цистерны, предназначенные для транспортировки нефти, обеспечивают герметичность и защиту от внешних воздействий. Основными — преимуществами железнодорожного транспорта являются мобильность, возможность оперативной доставки и гибкость маршрутов. Однако данный способ имеет более высокую стоимость по сравнению с трубопроводным транспортом и ограниченную пропускную способность .

Автомобильный транспорт используется для доставки нефти на короткие расстояния, а также для транспортировки нефтепродуктов от крупных узловых станций к потребителям. Автоцистерны позволяют перевозить нефть в труднодоступные районы, где отсутствует железнодорожная или трубопроводная инфраструктура. Преимуществами автомобильного транспорта являются оперативность, мобильность и возможность доставки нефти в удаленные

населенные пункты, однако высокая стоимость перевозки и зависимость от погодных условий ограничивают его применение.

Каждый из способов транспортировки нефти имеет свои особенности, преимущества и ограничения. Выбор оптимального метода зависит от многих факторов, включая расстояние транспортировки, объемы поставок, экономическую эффективность и требования к безопасности. Современная нефтетранспортная инфраструктура сочетает различные — способы транспортировки, что позволяет обеспечить бесперебойную и эффективную доставку нефти к конечным потребителям.

## **1.2 Трубопроводная транспортировка нефти**

Основным элементом трубопроводного транспорта является нефтепровод, представляющий собой систему труб, проложенных под землей или на поверхности, по которым нефть транспортируется от мест добычи к перерабатывающим заводам или экспортным терминалам. В зависимости от назначения нефтепроводы делятся на магистральные, промысловые и технологические. Магистральные нефтепроводы соединяют добывающие регионы с крупными перерабатывающими предприятиями и обеспечивают транспортировку нефти на тысячи километров. Промысловые нефтепроводы предназначены для транспортировки нефти от скважин до пунктов сбора и подготовки. Технологические нефтепроводы используются в пределах нефтеперерабатывающих заводов и нефтехранилищ. На рисунке 1.1 представлен нефтепровод.



Рисунок 1.1 – Нефтепровод

Для обеспечения непрерывности процесса транспортировки нефти используются насосные станции, размещенные вдоль маршрута трубопровода. Они обеспечивают необходимое давление, позволяя нефти перемещаться на большие расстояния. В состав насосных станций входят насосные агрегаты, резервуарные парки для временного хранения нефти, а также системы контроля и управления процессом транспортировки.

Одним из ключевых аспектов трубопроводной транспортировки является контроль качества нефти. В процессе транспортировки нефть может подвергаться изменению своих физических и химических свойств из-за воздействия температурных и механических факторов. Для предотвращения таких изменений применяются системы стабилизации давления, подогрева нефти и дозирования присадок.

Трубопроводный транспорт обладает рядом преимуществ, включая низкую себестоимость транспортировки, высокую степень автоматизации и минимальное воздействие на окружающую среду. Однако он также имеет некоторые недостатки, такие как высокая капиталоемкость строительства и необходимость проведения регулярных ремонтных и профилактических работ. Основными рисками трубопроводного транспорта являются возможные утечки нефти, коррозия трубопроводов и механические повреждения, вызванные внешними факторами. Для предотвращения аварийных ситуаций используются современные системы мониторинга и диагностики состояния трубопровода, а также технологии неразрушающего контроля.

Современные магистральные нефтепроводы оснащаются системами дистанционного управления и автоматизированного контроля, позволяющими в режиме реального времени отслеживать давление, температуру, расход и другие параметры транспортируемой нефти. Применение новых материалов и технологий, таких как внутренние антикоррозийные покрытия и гибкие композитные трубы, позволяет значительно увеличить срок службы трубопроводных систем.

Перекачка нефти по магистральному нефтепроводу представляет собой сложный технологический процесс, обеспечивающий транспортировку сырья на большие расстояния с минимальными потерями и высокой эффективностью. Данный процесс включает в себя несколько этапов, каждый из которых играет важную роль в обеспечении бесперебойной работы нефтепроводной системы. Технологическая схема транспортировки нефти представлена на рисунке 1.2.

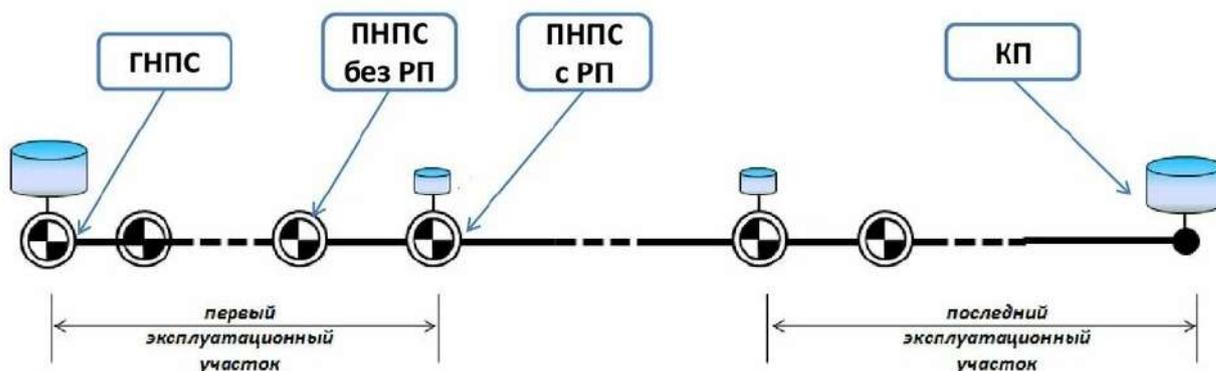


Рисунок 1.2 – Технологическая схема транспортировки нефти

Нефть поступает в резервуарные парки (РП), откуда она направляется в систему магистрального нефтепровода.

Основным элементом системы перекачки является насосная станция (ГНПС), которая обеспечивает создание необходимого давления для перемещения нефти по трубопроводу. Насосные станции располагаются на определенных интервалах вдоль маршрута нефтепровода и выполняют функции повышения давления и поддержания оптимального расхода нефти. В состав насосных станций входят мощные насосные агрегаты, фильтры, системы охлаждения и узлы учета нефти.

Перекачка нефти осуществляется в несколько этапов, с промежуточными перекачками на насосных станциях (ПНПС). Это необходимо для компенсации гидравлических потерь давления, возникающих из-за трения нефти о стенки трубопровода и перепадов высот на маршруте транспортировки. Оптимальное расстояние между насосными станциями определяется расчетами гидравлических параметров трубопровода, характеристиками перекачиваемой нефти и требованиями к безопасности эксплуатации.

Контроль за процессом перекачки осуществляется с помощью систем мониторинга, которые отслеживают параметры давления, температуры, расхода и состояния оборудования. В случае возникновения аварийных ситуаций, таких как утечки или резкие перепады давления, система аварийного отключения автоматически прекращает подачу нефти в поврежденный участок трубопровода и активирует аварийные клапаны.

Важным элементом процесса перекачки является использование депрессорных и ингибиторных присадок, которые снижают вязкость нефти, уменьшая гидравлическое сопротивление и повышая эффективность транспортировки. Это особенно актуально для транспортировки высоковязких и тяжелых нефтей.

Завершающим этапом перекачки является поступление нефти в конечный пункт (КП) назначения, где она хранится в резервуарах перед дальнейшей

переработкой или экспортом. На этом этапе осуществляется окончательный контроль качества нефти, анализируются ее физико-химические свойства, и выполняются отгрузка.

### 1.3 Магистральные насосы

В зависимости от различных параметров таких как перекачиваемая среда, климатические и территориальные условия эксплуатации, характеристики скважины применяют различные виды насосов. Наиболее распространёнными на нефтяных базах являются три типа насосного оборудования. Оно может быть центробежным, шестеренным и поршневым. Каждый вид агрегата обладает своей спецификой, характерные требования к эксплуатации, плюсы и минусы.

Центробежные насосы (рисунок 1.3). По своей конструкции не отличаются от промышленных насосов для откачки воды. Обычно используются для добычи и доставки больших объёмов светлой маловязкой нефти с крупных месторождений, не требующих создания большого давления. Функционирование таких электронасосных установок основано на законах гидродинамики: при вращении рабочего колеса лопасти захватывают жидкость и под воздействием центробежной силы отжимают её к внешним стенкам, где создаётся повышенное давление, и жидкость выталкивается через выходной патрубок в корпусе камеры.

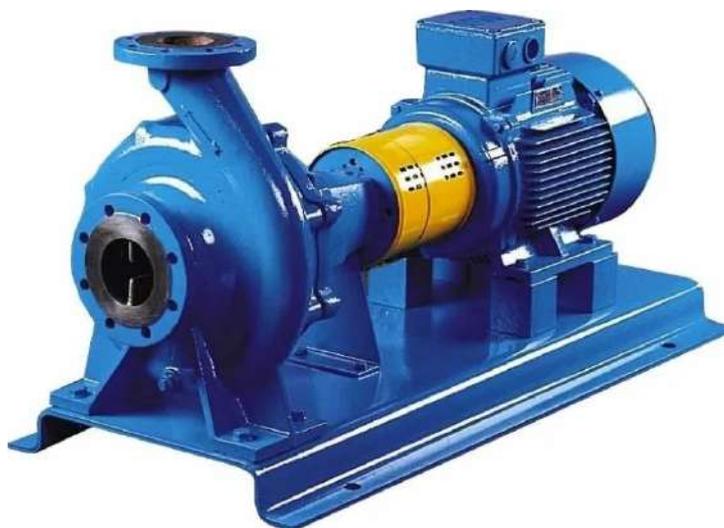


Рисунок 1.3 – Центробежный насос

Центробежные насосы для нефти в зависимости от назначения бывают:  
– двухпорные – используются для перекачки углеводородов с температурой от -50 до 450°C;

– консольные – предназначены для откачки светлых нефтепродуктов, могут работать с жидкими средами с температурой до 200°С;

– полупогружные насосы – применяются для откачки смесей воды и нефтепродуктов при температуре до 80°С.

Они предназначены для эксплуатации в сложных условиях, производятся в широком диапазоне размеров, с различным числом ступеней.

Шестерённые насосы (рисунок 1.4). Устройства данного типа по принципу работы относятся к классу объёмно-ротационных насосных машин. Они эффективно перекачивают высоковязкую нефть, тёмные нефтепродукты, содержащие абразивные примеси. Приспособлены для высокотемпературного режима работы. Перекачивание жидкой среды происходит в изменяемом пространстве, образованном зубьями шестерён. При вращении рабочего механизма на входной стороне понижается давление, в результате чего жидкость попадает в камеру между профилями шестерён, в ней перемещается на сторону нагнетания и выталкивается наружу.



Рисунок 1.4 – Шестерённый насос

Шестерённые насосы для нефтепродуктов имеют простую конструкцию, надёжны, требуют минимального технического обслуживания, а небольшие размеры агрегатов позволяют применять их в ограниченном пространстве.

Поршневые насосы для нефтепродуктов схожи по назначению и характеристикам с шестерёнными, но имеют в конструкции дополнительные клапаны — нагнетательные и всасывающие. Эти агрегаты используются для перекачки вязких масел. В этих условиях использование центробежных насосов

неэффективно. Поршневые насосы работают с помощью поршня, который создает разрежение во всасывающей трубе и напор на выходе. Эти установки работают с перебоями, но могут производить высокие напоры.

#### **1.4 Цифровизация и интеграция данных в АСУ**

Современные технологии цифровизации позволяют значительно повысить эффективность, безопасность и надежность транспортировки нефти.

Автоматизированные системы управления обеспечивают комплексный мониторинг и контроль работы магистральных нефтепроводов, позволяя оперативно реагировать на изменения параметров и предотвращать аварийные ситуации.

Одним из ключевых направлений цифровизации является внедрение интеллектуальных систем мониторинга. С помощью датчиков, установленных вдоль нефтепровода, осуществляется непрерывный сбор данных о параметрах транспортируемой нефти, состоянии оборудования, давлении, температуре и расходе. Эти данные передаются в единый центр управления, где анализируются с применением технологий больших данных и искусственного интеллекта. Это позволяет прогнозировать возможные неисправности и своевременно проводить профилактическое обслуживание.

Важным аспектом интеграции данных в АСУ является использование цифровых двойников магистральных нефтепроводов. Они представляют собой виртуальные модели реальных объектов, которые позволяют моделировать различные сценарии работы системы, анализировать риски и оптимизировать процессы транспортировки нефти. Цифровые двойники помогают сократить издержки, повысить надежность и минимизировать влияние на окружающую среду.

Кроме того, внедрение облачных технологий и систем удаленного управления позволяет обеспечивать круглосуточный доступ к информации о состоянии нефтепровода из любой точки мира. Это облегчает координацию действий операторов, снижает время реакции на нештатные ситуации и повышает уровень безопасности эксплуатации.

Таким образом, цифровизация и интеграция данных в АСУ являются важными инструментами повышения эффективности транспортировки нефти. Современные технологии позволяют не только минимизировать затраты на эксплуатацию нефтепроводов, но и значительно повысить уровень их надежности, предотвращая аварийные ситуации и снижая негативное воздействие на окружающую среду.

## **2 Основная часть**

### **2.1 Определение точек контроля**

Для обеспечения стабильной и безопасной работы магистрального нефтепровода необходимо внедрение эффективных систем контроля, управления, регулирования и сигнализации. Были определены следующие точки контроля:

- давление нефти в трубопроводе в диапазоне 3–10 МПа;
- температура нефти при транспортировке в пределах от -10°C до +50°C;
- скорость потока нефти должна находиться в диапазоне 1,5–3 м/с;
- уровень вибрации насосного оборудования не более 50 мм/с;
- контроль утечек нефти.

Основные точки управления трубопроводной системой включают:

- регулирование мощности насосных станций в зависимости от текущего расхода нефти;
- управление системой подогрева нефти для предотвращения загустевания;
- контроль работы запорной арматуры для оперативного перекрытия потока при аварийных ситуациях;
- автоматическое управление режимами работы резервуарных парков и узлов учета нефти.

Система сигнализации позволяет оперативно реагировать на нештатные ситуации. Основные параметры, при выходе которых за допустимые пределы активируется аварийная сигнализация:

- превышение давления выше 12 МПа;
- снижение температуры нефти ниже -15°C;
- обнаружение утечек нефти в результате разгерметизации трубопровода;
- отклонение уровня вибрации насосного оборудования выше 50 мм/с;
- обнаружение утечек нефти в результате разгерметизации трубопровода.

### **2.2 Определение структуры АСУ ТП**

Автоматизированная система управления технологическими процессами магистрального трубопровода должна обеспечивать надежность, эффективность и безопасность транспортировки нефти. Для этого система должна соответствовать ряду требований:

– точность управления: АСУ ТП должна обеспечивать точный контроль параметров транспортировки нефти, таких как давление, расход, температура, уровень нефти в резервуарах и рабочее состояние насосных агрегатов;

– надежность и безопасность: система должна обладать функциями защиты от перегрузок, аварийных ситуаций и нештатных условий работы;

– интерфейс и удобство использования: человеко-машинный интерфейс должен быть интуитивно понятным и обеспечивать доступ к актуальной информации в режиме реального времени.

Структура АСУ ТП включает три уровня:

– нижний уровень: сбор данных и исполнение команд. Включает датчики давления, температуры, расхода нефти, а также исполнительные механизмы (насосы, клапаны и задвижки);

– средний уровень: автоматическое регулирование параметров на основе данных от датчиков. Представлен программируемыми логическими контроллерами (ПЛК), которые анализируют входные данные и управляют исполнительными механизмами;

– верхний уровень: мониторинг и контроль процесса транспортировки нефти. Включает диспетчерские станции с операторскими панелями, обеспечивающими визуализацию данных и возможность ручного управления. На рисунке 2.1 представлена схема уровней автоматизированной системы.

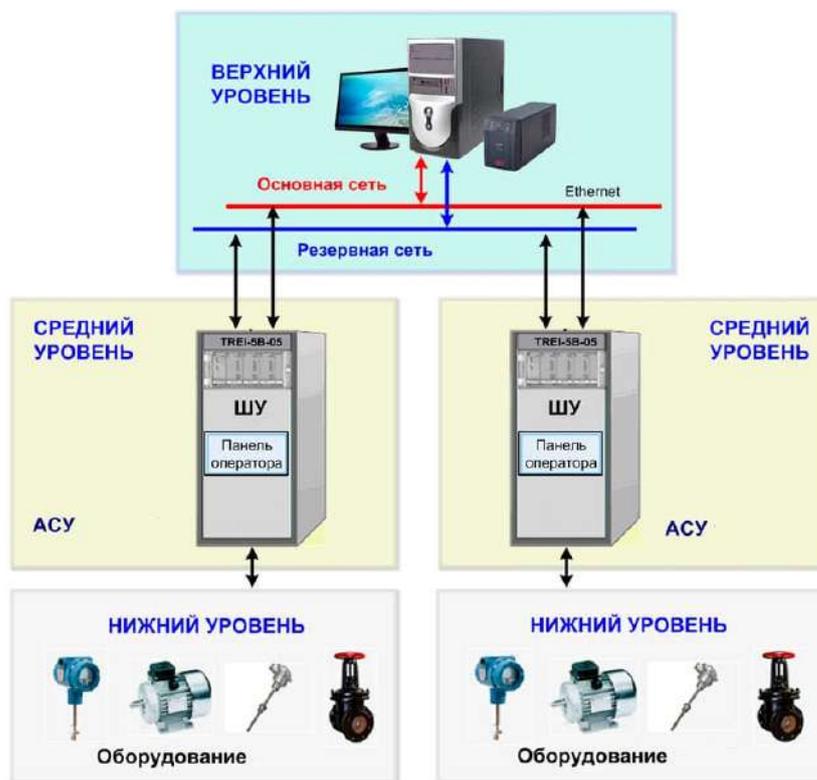


Рисунок 2.1 – Уровни автоматизированной системы управления

## 2.3 Выбор приборов и оборудования

### 2.3.1 Выбор расходомера.

Измерение расхода нефти в нефтепроводе является одной из ключевых задач транспортировки нефти. Точный контроль потока позволяет обеспечить стабильную работу насосных станций, предотвращать утечки и потери, а также вести учёт транспортируемого объёма.

Был выбран расходомер компании Siemens, Sitrans FM MAG 8000 (рисунок 2.2). Параметры расходомеров представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Параметры расходомера

Расходомер	Siemens Sitrans FM MAG 8000
Диаметр условного прохода, мм	2–2400
Рабочее давление, МПа	4 до 40
Температура среды, °С	-25...+180
Температура окруж. среды, °С	-20...+60
Погрешность, %	±0.2–0.5
Выходной сигнал	4–20 мА, Profibus
Защита IP	IP68



Рисунок 2.2 – Siemens Sitrans FM MAG 8000

### 2.3.2 Выбор датчика давления.

Измерение давления в нефтепроводе является критически важной задачей при транспортировке нефти. Точный мониторинг этого параметра позволяет предотвращать аварийные ситуации, связанные с превышением допустимого давления, своевременно выявлять опасные колебания давления в системе, поддерживать оптимальное давление для эффективной работы насосных станций, контролировать параметры транспортировки для точного учёта нефти.

Для сравнения были взяты два датчика давления компании Emerson Rosemount 3051 и Siemens SITRANS P500. Параметры датчиков приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры датчиков давления

	Rosemount 3051	SITRANS P500
Диапазон измерений	0...41 МПа	0...40 МПа
Точность	±0,075%	±0,065%
Температура среды	-40...+85°C	-40...+100°C
Выходные сигналы	4-20 мА+HART, Fieldbus, Profibus PA	4-20 мА+HART, Profibus PA
Защита	IP66	IP67

Был выбран расходомер SITRANS P500 благодаря высокой точности, устойчивости к агрессивной среде. SITRANS P500 - лучшее сочетание точности и надежности для задачи транспортировки нефти (рисунок 2.3).



Рисунок 2.3 – Siemens SITRANS P500

### 2.3.3 Выбор датчика температуры.

Измерение температуры важная задача, обеспечивающая безопасную и эффективную транспортировку нефти и других продуктов. Постоянный контроль температуры позволяет предотвращать аварии, связанные с перегревом или переохлаждением продукта. Поддержание оптимального температурного режима обеспечивает необходимую вязкость и текучесть транспортируемого вещества. Современные автоматизированные системы контроля позволяют оперативно реагировать на изменения параметров, обеспечивая стабильную и надёжную работу всей транспортной системы.

Для сравнения были взяты два датчика температуры TMT182 (Endress+Hauser) и Emerson Rosemount 648. Параметры датчиков приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Параметры датчиков температуры

	TMT182 (Endress+Hauser)	Rosemount 648
Диапазон измерений	-200...+400°C	-200...+850°C
Точность	±0,15%	±0,1%
Чувствительный элемент	Pt100	Pt100
Выходные сигналы	4-20 мА+HART	4-20 мА+HART
Защита	IP68	IP66

Выбран датчик TMT182 (Endress+Hauser) как оптимальное решение. Он имеет подходящий диапазон измерения и высокую надежность (рисунок 2.4).



Рисунок 2.4 – TMT182

### 2.3.4 Выбор датчика вибрации.

Контроль вибрации насосов важная задачей для обеспечения надежной и бесперебойной работы системы. Мониторинг вибрации оборудования позволяет выявлять отклонения от нормального режима работы, предотвращая неисправности.

Для сравнения были взяты датчики вибрации Metrix ST5484E и Bruel & Kjaer Type 4524-B. Параметры датчиков приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Параметры датчиков вибрации

	Metrix ST5484E	Bruel & Kjaer Type 4524-B
Диапазон измерения, мм/с	0...25 мм/с	±5 g
Частотный диапазон, Гц	10...1000	0,5...5000
Температура среды, °С	-40...+105	-55...+125
Погрешность, %	±3	<1
Выходной сигнал	4–20 мА, HART	мгновенный ток
Защита	IP68, взрывозащита	IP67

Выбран датчик Metrix ST5484E. Причиной выбора является его универсальность. В одном корпусе совмещены как датчик вибрации, так и преобразователь сигнала (рисунок 2.5).



Рисунок 2.5 – Metrix ST5484E

### 2.3.5 Выбор контроллера.

Для управления насосной станцией в системе транспортировки нефти необходимо выбрать контроллер, способный обеспечить стабильное и точное управление процессом, а также обработку данных от большого количества датчиков и исполнительных механизмов.

Выбор осуществлялся между контроллерами Siemens CPU 1516-3 PN/DP и Honeywell MasterLogic-200. В рамках проекта был выбран контроллер S7-1500, так как он обеспечивает более высокую производительность, расширенные диагностические функции и гибкость при масштабировании системы.

Таблица 2.5 – Технические характеристики контроллеров

Параметр	Siemens CPU 1516-3 PN/DP	Honeywell MasterLogic-200
Напряжение питания	24 В	24 В
Память	для программы 1 Мбайт для данных 5 Мбайт	для программы 10 Мбайт для данных 2 Мбайт
Язык программирования	LAD, FBD, STL, SCL	МЭК 61131-3 (LD, SFC, ST, IL)
Интерфейсы	RS 485, Ethernet	RS232C, USB, Ethernet
Диапазон рабочих температур	от 0 до +60 °С	от 0 до +55 °С
Вес	0,845 кг	0,12 кг
Скорость операции с вещественными числами	0,064 мкс	0,392 мкс



Рисунок 2.6 – Siemens CPU 1516-3 PN/DP

## **2.4 Функциональная схема автоматизации**

Функциональная схема автоматизации – это документ, определяющий структуру и принципы работы системы управления технологическим процессом. Она отображает взаимосвязи между датчиками, исполнительными механизмами и НМИ, обеспечивая понимания работы системы.

Функциональная схема автоматизации представлена в приложении А. На ней изображен насос и прилегающие к нему датчики расхода FT1, датчики температуры TE2, TE5, датчики давления PT3, PT6, датчик вибрации VT4, клапан на входе и на выходе с соответствующими сигналами управления 8,9, а также частотный преобразователь 7.

## **2.5 Постановка задачи регулирования**

Основная задача системы регулирования магистрального насоса заключается в обеспечении стабильного давления в трубопроводе за счёт управления частотой вращения насосного агрегата. Давление в системе магистральной транспортировки нефтепродуктов напрямую влияет на равномерность и безопасность потока, а также на эффективность перекачки на большие расстояния.

Изменение частоты вращения насоса позволяет оперативно реагировать на изменения в режиме транспортировки: увеличение частоты приводит к росту давления, тогда как её снижение — к падению давления. Поэтому контур регулирования должен обладать высокой точностью и достаточной скоростью отклика, чтобы удерживать давление в заданных технологических пределах, от 4 до 10 МПа.

Регулирование давления позволяет минимизировать риск возникновения нештатных ситуаций, таких как гидроудары или перегрузка трубопровода. Кроме того, корректная настройка давления обеспечивает более равномерное распределение нефти по всей протяженности трубопровода, снижает износ оборудования и энергозатраты.

В рамках исследования разрабатывается математическая модель второго порядка, описывающая динамическую зависимость давления на выходе от частоты вращения насоса. Эта модель идентифицируется на основе экспериментальных данных и используется при построении автоматической системы управления, способной точно удерживать давление в трубопроводе при изменяющихся внешних условиях.

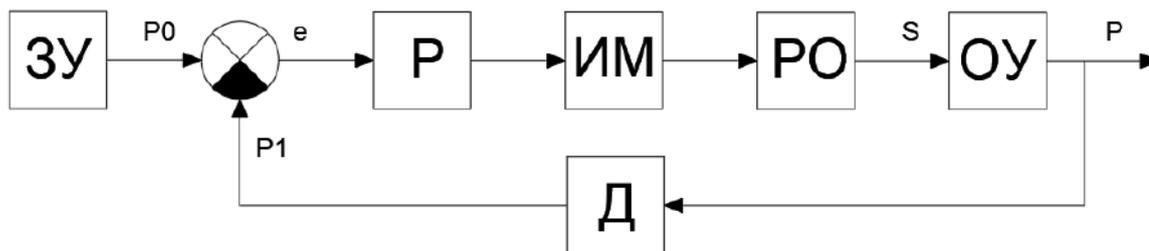


Рисунок 2.7 – Функциональная схема контура регулирования давления

где  $S$  – частота вращения;  
 $P$  – давление на выходе;  
 $P_0$  – заданное давление.

## 2.6 Синтез математической модели САР

Для синтеза математической модели были найдены значения технологического процесса перекачки нефти. Входным параметром является давление на выходе из насоса, выходным частота вращения. Данные представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Исходные данные

№	Давление, МПа	Частота вращения об/мин
1	4.0765	1500
2	5.166	1601.6949
3	5.5023	1652.5424
4	6.3785	1754.2373
5	6.76	1805.0847
6	7.3149	1906.7797
7	7.5981	1957.6271
8	7.9863	2059.322
9	8.2467	2110.1695
10	8.5509	2211.8644
11	8.6997	2262.7119
12	8.9466	2364.4068
13	9.0194	2415.2542
14	9.3265	2516.9492
15	9.341	2567.7966
16	9.4426	2669.4915
17	9.501	2720.339
18	9.5899	2822.0339

19	9.6651	2872.8814
20	9.6196	2974.5763
21	9.7475	3000

Для синтеза передаточной функции объекта управления воспользуемся прикладной программой System Identification Toolbox которая входит в комплект программы MATLAB. Программный пакет MATLAB является мощным инструментом, применяемым в инженерной практике, научных изысканиях и образовательной деятельности для решения широкого спектра задач, связанных с математическим моделированием, анализом данных и разработкой технических систем. System Identification Toolbox предназначен для построения математических моделей динамических систем на основе экспериментальных данных, представленных в таблице 2.6. Основное окно System Identification Toolbox представлено на рисунке 2.8.

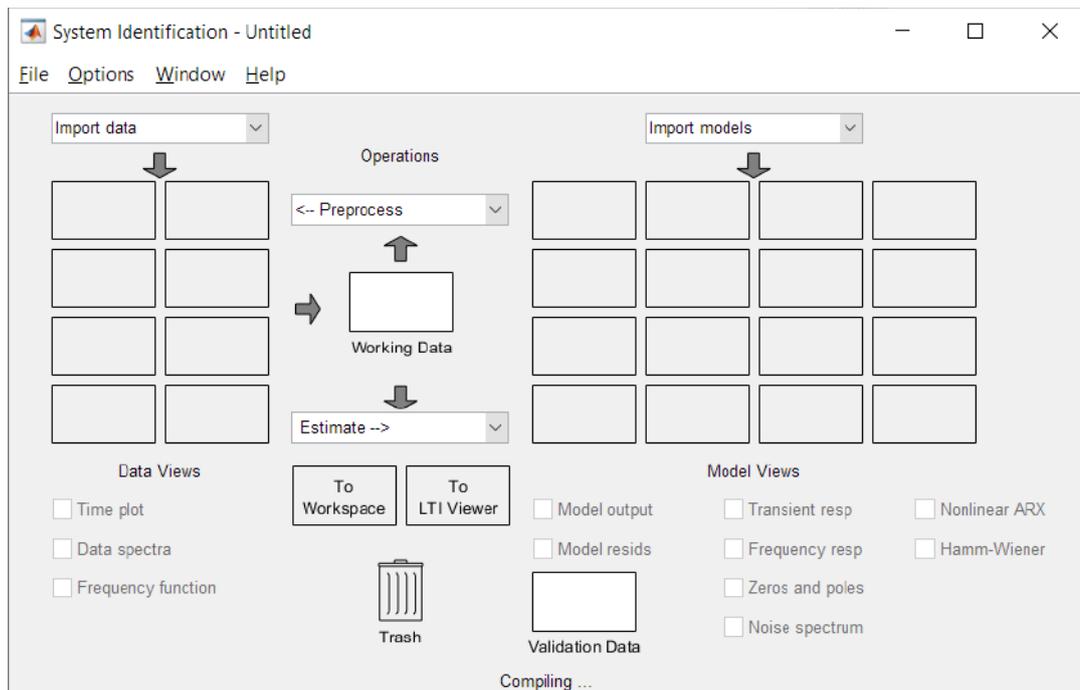


Рисунок 2.8 – Окно System Identification Toolbox

При синтезе математической модели ключевым фактором является оценка адекватности. По результатам синтеза была выбрана модель с результатом 91.61%. Сравнение передаточных функций и полученный результат представлен на рисунке 2.9.

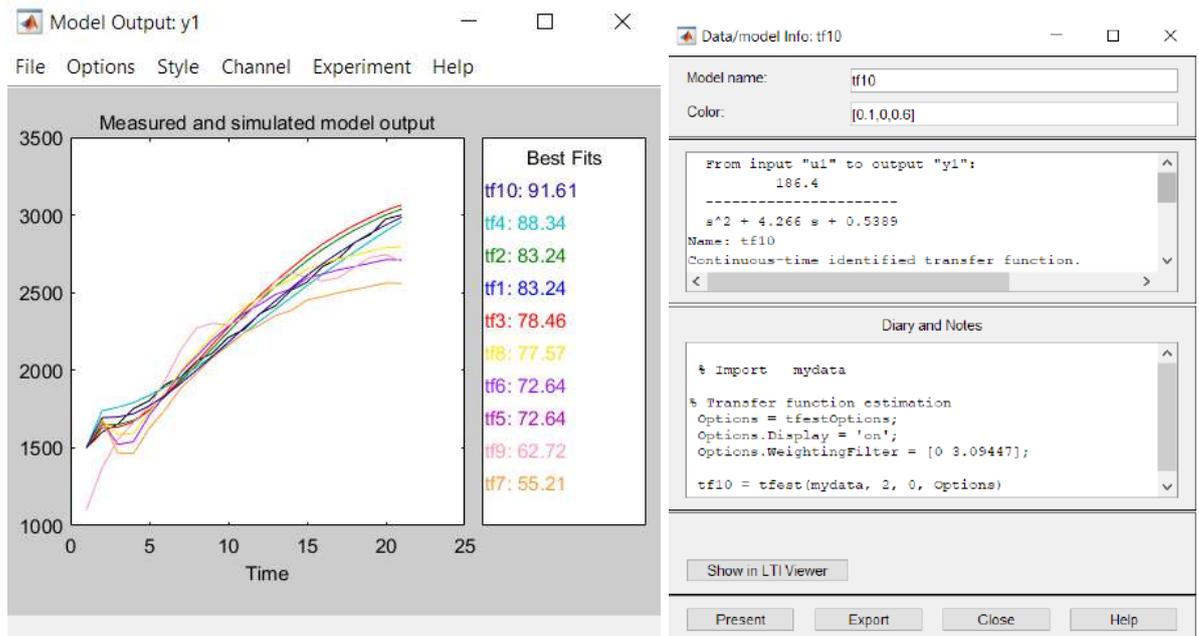


Рисунок 2.9 – Точность синтезированных моделей.

## 2.7 Анализ динамических свойств системы

Передаточная функция разомкнутой системы имеет вид:

$$G(s) = \frac{186.4}{s^2 + 4.266s + 0.5389} \quad (2.1)$$

Полученная передаточная функция описывает систему автоматического регулирования частоты вращения магистрального насоса в зависимости от давления на выходе. Полученная передаточная функция будет использована для дальнейшего анализа и синтеза системы управления магистральным насосом.

Для получения передаточной функции замкнутой системы воспользуемся следующей формулой:

$$T(s) = \frac{G(s)}{1 + G(s)} \quad (2.2)$$

Используя функцию (2.1) и формулу (2.2) получим передаточную функцию замкнутой системы:

$$G(s) = \frac{186.4}{s^2 + 4.266s + 186.9389} \quad (2.3)$$

Проверим полученные модели на устойчивость используя первый метод Ляпунова, а также проверим полученные расчеты используя MATLAB.

Характеристическое уравнение разомкнутой системы (2.1) имеет следующий вид:

$$s^2 + 4.266s + 0.5389 = 0$$

Корни характеристического уравнения являются полюсами системы для их расчета воспользуемся методом дискриминанта:

$$D = -4.266^2 - 4 * 1 * 0.5389 = 16.04 > 0$$

$$s_1 = \frac{-4.266 + \sqrt{16.04}}{2} = -0.131$$

$$s_2 = \frac{-4.266 - \sqrt{16.04}}{2} = -4.135$$

Проверим полученные результаты используя MATLAB, для этого воспользуемся командой pzmap (рисунок 2.10).

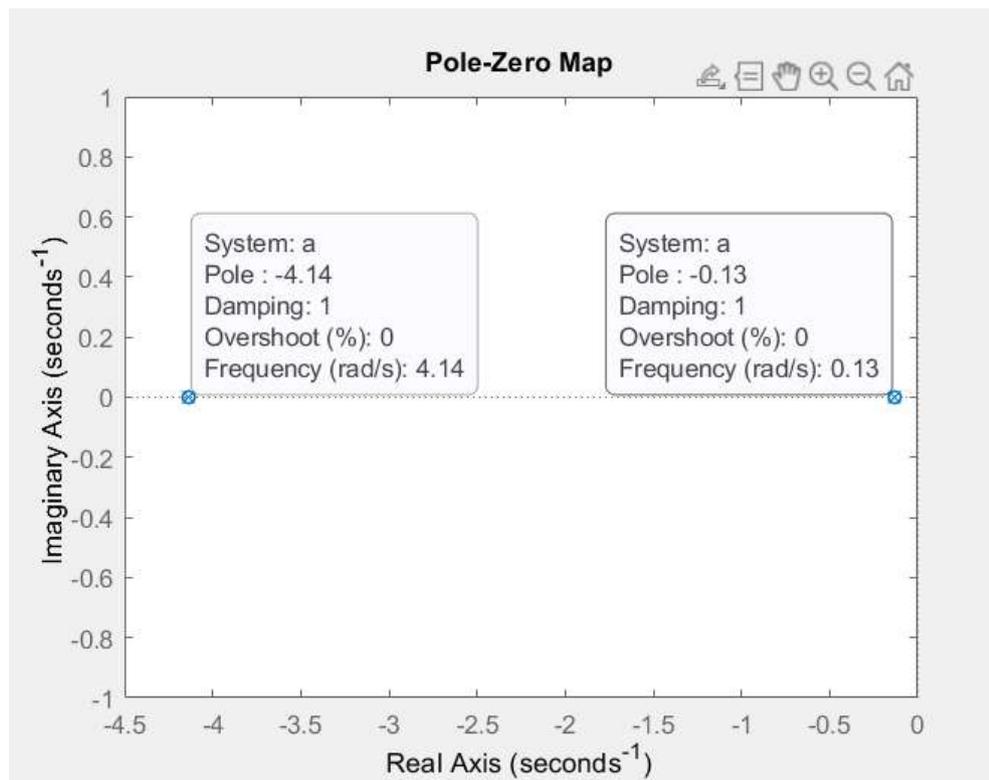


Рисунок 2.10 – Полюса разомкнутой САР на комплексной плоскости

Аналогично проведем расчеты для замкнутой системы. Характеристическое уравнение замкнутой системы (2.3) имеет следующий вид:

$$s^2 + 4.266s + 186.9389 = 0$$

Корни характеристического уравнения являются полюсами системы для их расчета воспользуемся методом дискриминанта:

$$D = -4.266^2 - 4 * 1 * 186.9389 = -729.55$$

$$s_1 = \frac{-4.266 + \sqrt{-729.55}}{2} = -2.133 + 13.5i$$

$$s_2 = \frac{-4.266 - \sqrt{-729.55}}{2} = -2.133 - 13.5i$$

Проверим полученные результаты используя MATLAB, для этого воспользуемся командой pzmap (рисунок 2.11).

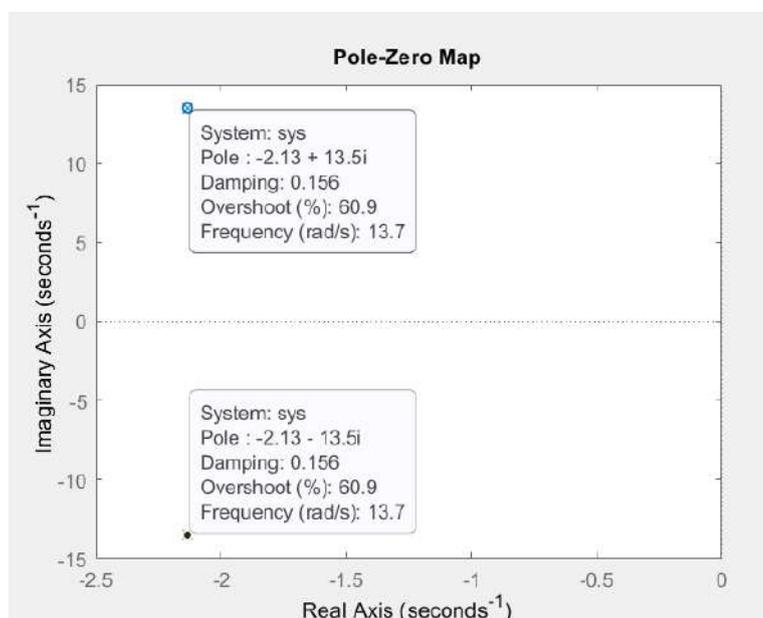


Рисунок 2.11 – Полюса замкнутой САР на комплексной плоскости

По первому методу Ляпунова замкнутая и разомкнутая САР устойчивы, так как их полюса имеют отрицательные действительные части и расположены в левой части на комплексной плоскости.

Смоделируем схему замкнутой САР магистрального насоса для этого используем команду step в MATLAB command window. Результаты представлены на рисунке 2.12.

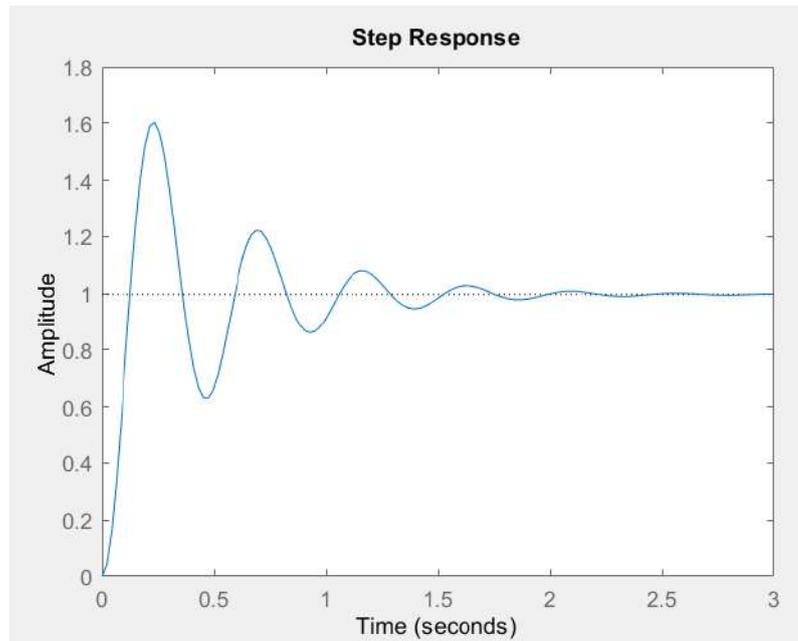


Рисунок 2.12 – Переходной процесс замкнутой САР

По полученному переходному процессу рассчитаем прямые оценки качества системы.

Время регулирования ( $T_{set}$ ) – это интервал времени, за который система входит в заданную область установившегося значения и больше не выходит из неё. Чаще всего границы этой зоны выбираются как  $\pm 5\%$  или  $\pm 2\%$  от установившегося значения. Данный показатель определяется по графику переходного процесса и равен  $T_{set} = 1.69$  сек.

Перерегулирование ( $P_{ov}$ ) – это относительное превышение максимального значения выходного сигнала над установившимся значением. Рассчитывается по следующей формуле:

$$P_{ov} = \frac{y_{max1} - y_{ss}}{y_{ss}} * 100\% \quad (2.4)$$

где  $y_{max1}$  – пиковое значение, которое достиг выходной сигнал;  
 $y_{ss}$  – установившееся значение.

По графику определяем необходимые параметры и подставляем в формулу (4).

$$P_{ov} = \frac{1.6 - 0.997}{0.997} * 100\% = 60.4\%$$

Число колебаний ( $M$ ) – этот показатель показывает, сколько раз выходной сигнал системы пересекает совершает колебаний в течение времени регулирования, прежде чем стабилизироваться. Данный показатель можно определить по графику переходного процесса, он равен 3 колебаниям.

Колебательность ( $\mu$ ) – оценивается по количеству и амплитуде колебаний во время переходного процесса. Чем больше амплитуда и количество колебаний, тем менее устойчиво поведение системы. Рассчитывается по следующей формуле:

$$\mu = \frac{\Delta u_{max2}}{\Delta u_{max1}} * 100\% \quad (2.5)$$

где  $\Delta u_{max2}$  – разница между вторым пиковым значением и установленным значением;

$\Delta u_{max1}$  – разница между первым пиковым значением и установленным значением.

По графику определяем необходимые параметры и подставляем в формулу (2.5).

$$\mu = \frac{0.223}{0.603} * 100\% = 36\%$$

Период колебания ( $T_{osc}$ ) – это время, за которое система делает один полный цикл колебаний. Данный параметр примерно равен 0.465 секунды.

Частота колебаний ( $\omega_{osc}$ ) – это количество полных колебаний, которые система совершает за единицу времени. Является обратной величиной периода колебаний и равен 2.15.

Установившаяся ошибка ( $e_{ss}$ ) – это разница между желаемым значением выходного сигнала и его фактическим значением в установившемся состоянии, когда система перестала изменяться. Рассчитывается по следующей формуле:

$$e_{ss} = y_{ss} - y$$

Установившаяся ошибка будет равна 0.003.

Время достижения первого максимума ( $T_p$ ) – это время, через которое выход системы впервые достигает наибольшего значения в переходном процессе. Данную оценку можно определить по графику переходного процесса, она равна 0.237 секунд.

Время нарастания ( $T_R$ ) – это временной интервал, за который выходной сигнал системы возрастает от начального значения до заданного процента от

своего установившегося значения. При различных переходных процессах время нарастания определяется как: от 10% до 90%, 5% до 95%, или 0% до 100% от установившегося значения. Для колебательных систем – 0% до 100%. Для систем второго порядка – 10% до 90%. В нашем случае от 10% до 90% и будет равно 0.0864 секунд.

Декремент затухания ( $\chi$ ) – это величина, показывающая, насколько уменьшается амплитуда колебаний во времени в колебательной системе. Рассчитывается по следующей формуле:

$$\chi = \frac{|y_{max1} - y_{ss}|}{|y_{max2} - y_{ss}|} \quad (2.6)$$

По графику определяем необходимые параметры и подставляем в формулу (2.5).

$$\mu = \frac{0.603}{0.223} \approx 2.7$$

Полученные прямые оценки качества САР были собраны в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Прямые оценки качества САР

№	Оценка качества	Значение
1	Время регулирования ( $T_{set}$ )	1.69 сек
2	Перерегулирование ( $P_{ov}$ )	60.4%
3	Число колебаний (M)	3
4	Колебательность ( $\mu$ )	36 %
5	Период колебания ( $T_{osc}$ )	0.465 сек
6	Частота колебаний ( $\omega_{osc}$ )	2.15
7	Установившаяся ошибка ( $e_{ss}$ )	0.003
8	Время достижения первого максимума ( $T_p$ )	0.237 с
9	Время нарастания ( $T_R$ )	0.0864 с
10	Декремент затухания ( $\chi$ )	2.7

По результатам анализа переходной характеристики можно сделать следующие выводы. Система является колебательной, что подтверждается наличием выраженных затухающих колебаний на графике. Значение перерегулирования достигает 60.4 % от установившегося значения. Время нарастания 0.0864 секунд, что свидетельствует о высокой скорости регулирования. Система демонстрирует устойчивость, так как колебания затухают и сигнал стремится к постоянному значению. Также, статическая

ошибка практически отсутствует, что указывает на корректную работу системы в установившемся режиме. Следовательно, основное внимание при настройке регулятора должно быть направлено на снижение перерегулирования.

## 2.8 Синтез регулирующего устройства

Для обеспечения устойчивой и точной работы системы транспортировки нефтепродуктов по магистральному трубопроводу необходима реализация системы автоматического регулирования, способной поддерживать технологические параметры на заданном уровне при воздействии внешних и внутренних возмущений. На основании анализа переходной характеристики объекта управления, была выявлена колебательность, что делает необходимым применение регулятора, обеспечивающего компенсацию динамики и повышение точности регулирования. В результате добавления регулятора необходимо достичь снижения колебательности.

Для синтеза регулятора воспользуемся методом “Auto Tune” в MATLAB, применяется для автоматического расчета параметров ПИД-регулятора. Он позволяет выполнить настройку регулятора с учётом желаемых характеристик устойчивости и быстродействия системы.

Для начала необходимо смоделировать систему с ПИД – регулятором. Воспользуемся Simulink который является частью MATLAB и предназначена для создания блок-схемных моделей. Схема моделирования представлена на рисунке 2.13.

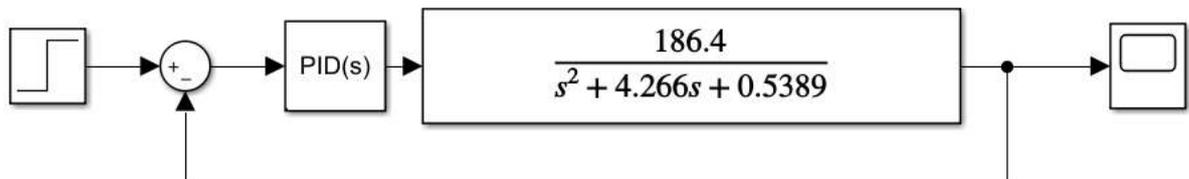


Рисунок 2.13 – Схема моделирования в MATLAB Simulink

Отрываем блок “PID – Controller” и проводим настройки регулятора через кнопку “Tune” (рисунок 2.14).

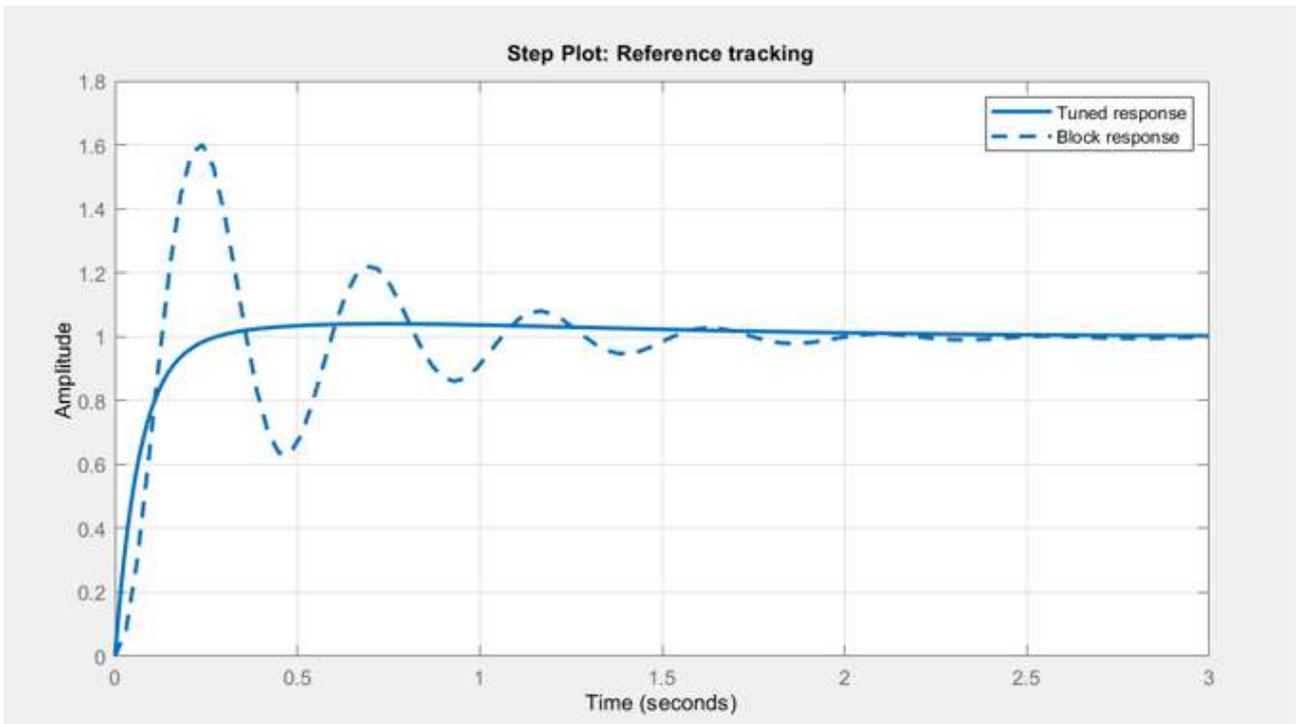


Рисунок 2.14 – Окно «PID Tuner»

Получаем следующие значения коэффициентов ПИД – регулятора:  $K_p = 0.3225$ ;  $K_i = 0.2947$ ;  $K_d = 0.0791$ ;  $N=1660.9581$ . Переходной процесс системы с ПИД – регулятором представлен на рисунке 2.15.

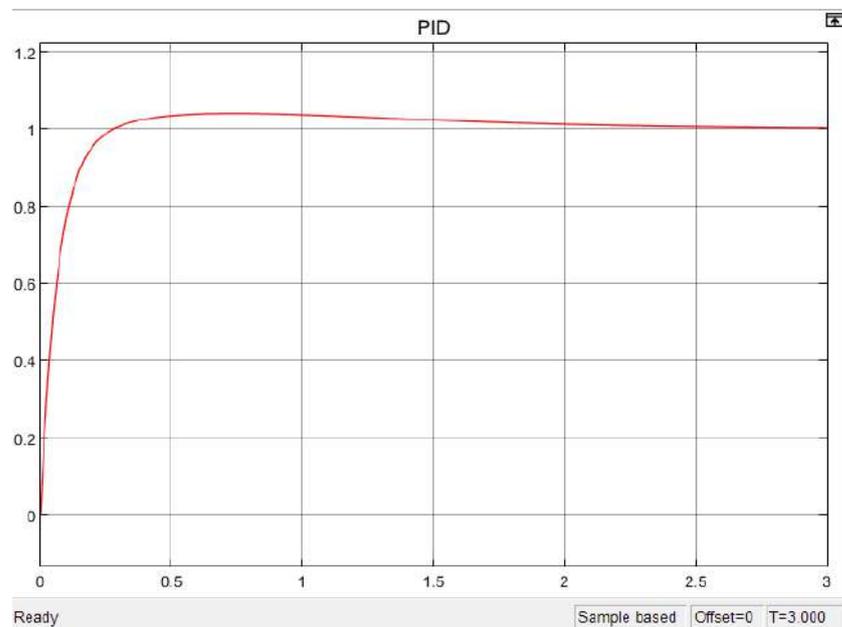


Рисунок 2.15 – Переходной процесс системы с ПИД – регулятором

По получившемуся графику переходного процесса получем прямые оценки качества системы. Результат представлен в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Прямые оценки качества САР с ПИД – регулятором

№	Оценка качества	Значение
1	Время регулирования ( $T_{set}$ )	1.62 сек
2	Перерегулирование ( $P_{ov}$ )	4%
3	Число колебаний (M)	–
4	Колебательность ( $\mu$ )	–
5	Период колебания ( $T_{osc}$ )	–
6	Частота колебаний ( $\omega_{osc}$ )	–
7	Установившаяся ошибка ( $e_{ss}$ )	–
8	Время достижения первого максимума ( $T_p$ )	0.736 с
9	Время нарастания ( $T_R$ )	0.147 с
10	Декремент затухания ( $\chi$ )	–

После настройки ПИД-регулятора наблюдается значительное снижение перерегулирование с 60 до 4 %, улучшение качества переходного процесса. Полностью устранена колебательность системы, что делает систему более устойчивой и предсказуемой. Хотя время нарастания и первый максимум стали чуть дольше, это оправдано устойчивостью и отсутствием резких скачков.

### 3 Создание программы управления

#### 3.1 Разработка алгоритма

Разработан алгоритм для автоматического поддержания давления нефти в трубопроводе в диапазоне 3–10 МПа за счет регулирования частоты вращения насоса. В качестве управляющего воздействия используется частотный преобразователь, изменяющий производительность насоса в зависимости от текущего давления в системе. Кроме того в алгоритме используется система подогрева нефти, а также контроль аварийных ситуаций. Блок-схема алгоритма представлена на рисунке 3.1.

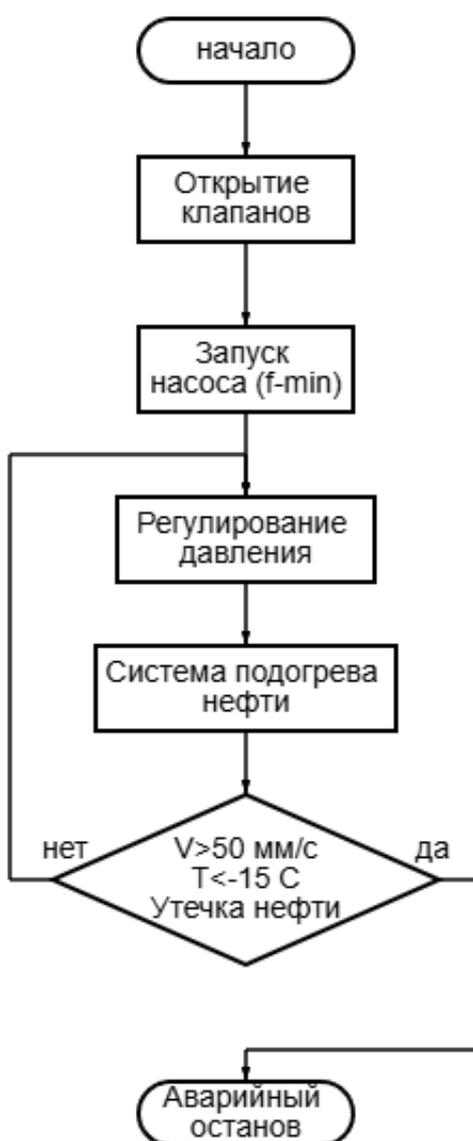


Рисунок 3.1 – Блок-схема алгоритма

### 3.2 Реализация в TIA-portal

Для реализации алгоритма контура управления в TIA Portal необходимо собрать конфигурацию. Необходимо использовать выбранный ранее ПЛК с подключенными к нему модулями аналоговых и дискретных входов/выходов. В качестве источника питания будет использоваться 25 Вт блок питания (Рисунок 3.2)

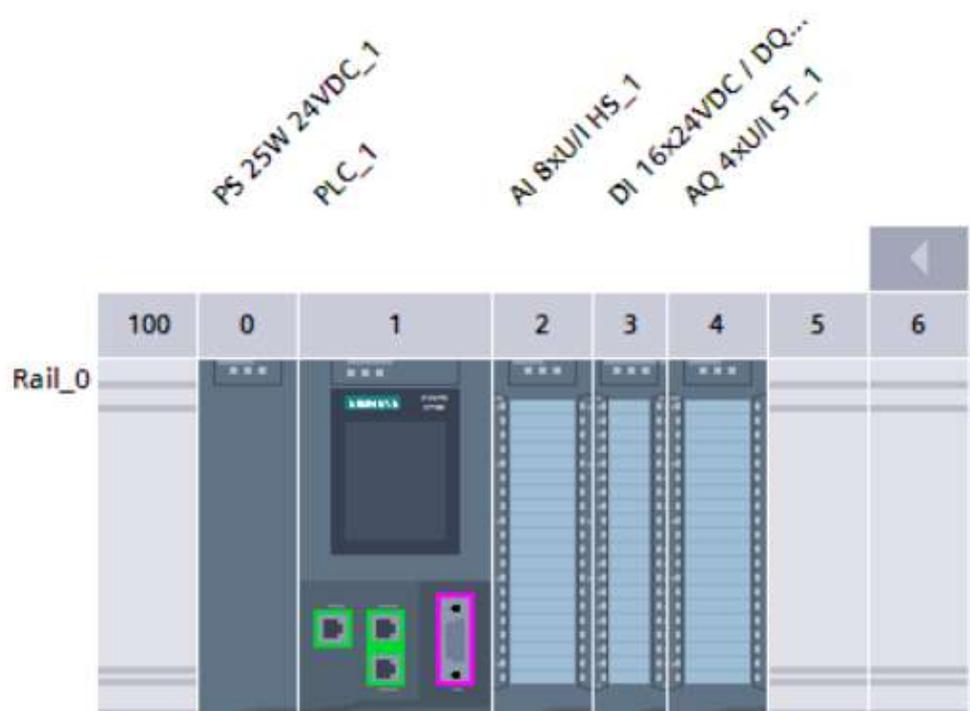


Рисунок 3.2 – Конфигурация ПЛК

Была создана таблица тегов для добавления аналоговых и дискретных входных и выходных сигналов для работы системы регулирования (Рисунок 3.3). Входные сигналы — это датчики давления, расхода, температуры, вибрации. Кнопки «Старт», «Стоп» системы, сигналы концевых выключателей клапанов. Также временные сигналы для обработки цифровых значений. И выходные сигналы задания частоты на частотный преобразователь, сигналы открытия клапанов, включения насоса, аварийного останова.

Default tag table									
	Name	Data type	Address	Retain	Acces...	Writa...	Visibl...	Supervis...	Comment
1	P1	Int	%IW0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
2	P2	Int	%IW2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
3	T1	Int	%IW4	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
4	T2	Int	%IW6	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
5	V1	Int	%IW8	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
6	F1	Int	%IW12	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
7	Start	Bool	%I16.0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
8	Stop	Bool	%I16.1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
9	Valve1_O	Bool	%I16.2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
10	Valve1_C	Bool	%I16.3	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
11	Valve2_C	Bool	%I16.5	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
12	Valve2_O	Bool	%I16.4	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
13	S1	Int	%QW2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
14	Valve1_open	Bool	%Q0.0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
15	Valve2_open	Bool	%Q0.1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
16	Pump_start	Bool	%Q0.2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
17	P1_value	Real	%MD0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
18	P2_value	Real	%MD4	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
19	T1_value	Real	%MD8	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
20	T2_value	Real	%MD12	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
21	V1_value	Real	%MD16	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
22	F1_value	Real	%MD20	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
23	Pump_work	Bool	%I16.6	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
24	Heater_on	Bool	%Q0.3	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
25	Emergency_stop	Bool	%Q0.4	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
26	Fail	Bool	%I16.7	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
27	S1_temp	Real	%MD28	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
28	<Add new>			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		

Рисунок 3.3 – Таблица тегов ПЛК

Подробное описание алгоритма.

Аналоговые сигналы 4–20 мА полученные с датчиков давления, температуры, вибрации, расхода преобразуются в числовые значения для дальнейшей работы с ними.

После нажатия кнопки «Старт» и отжатой кнопки «Стоп» система начинает открытие входных и выходных клапанов. После получения сигнала с концевых выключателей происходит запуск насоса в работу.

Далее происходят циклические операции по регулированию частоты оборотов по выходному давлению путем ПИД регулирования, контроль обогрева нефтепродуктов по температуре, а также контроль аварийных значений такие как высокая вибрация на насосе, низкая температура, утечка нефти и аварии оборудования.

Логика программы представлена на рисунках 3.4,3.5,3.6,3.7

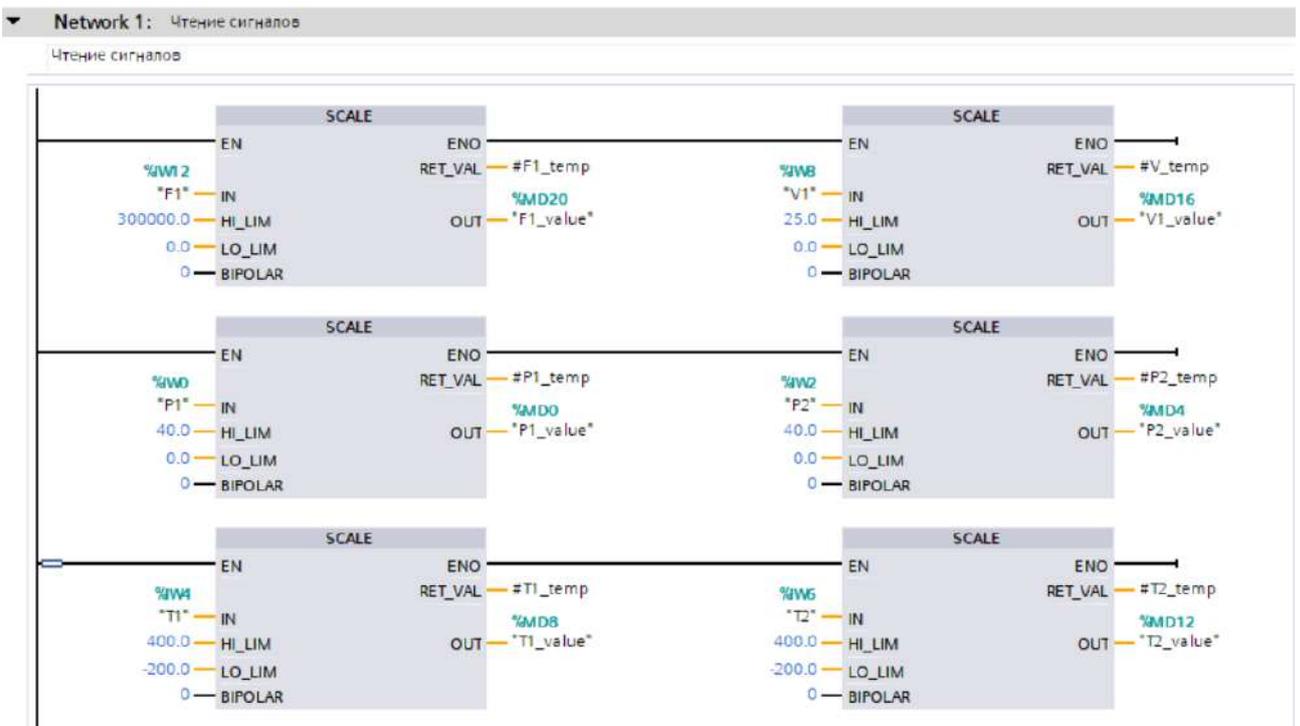


Рисунок 3.4 – Чтение аналоговых сигналов

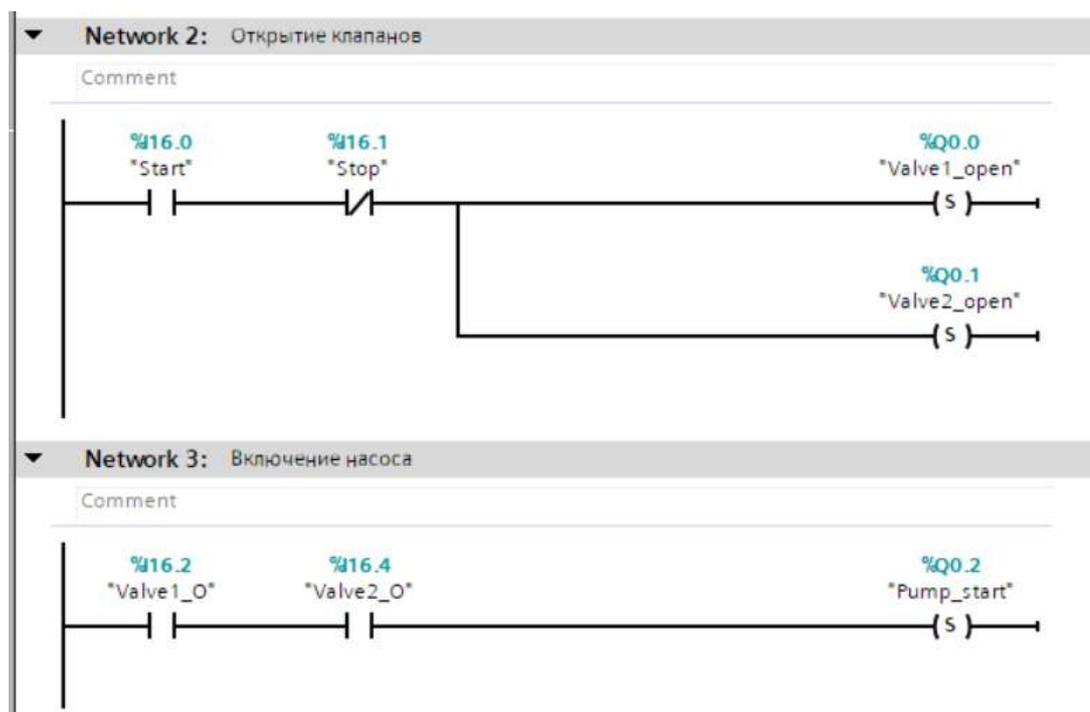


Рисунок 3.5 – Старт системы

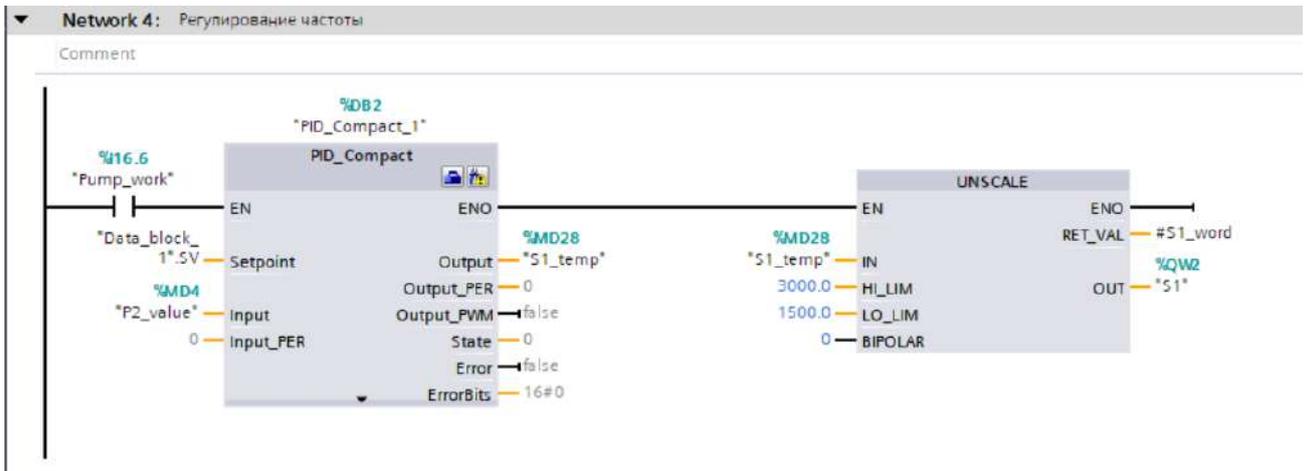


Рисунок 3.6 – Регулирование частоты

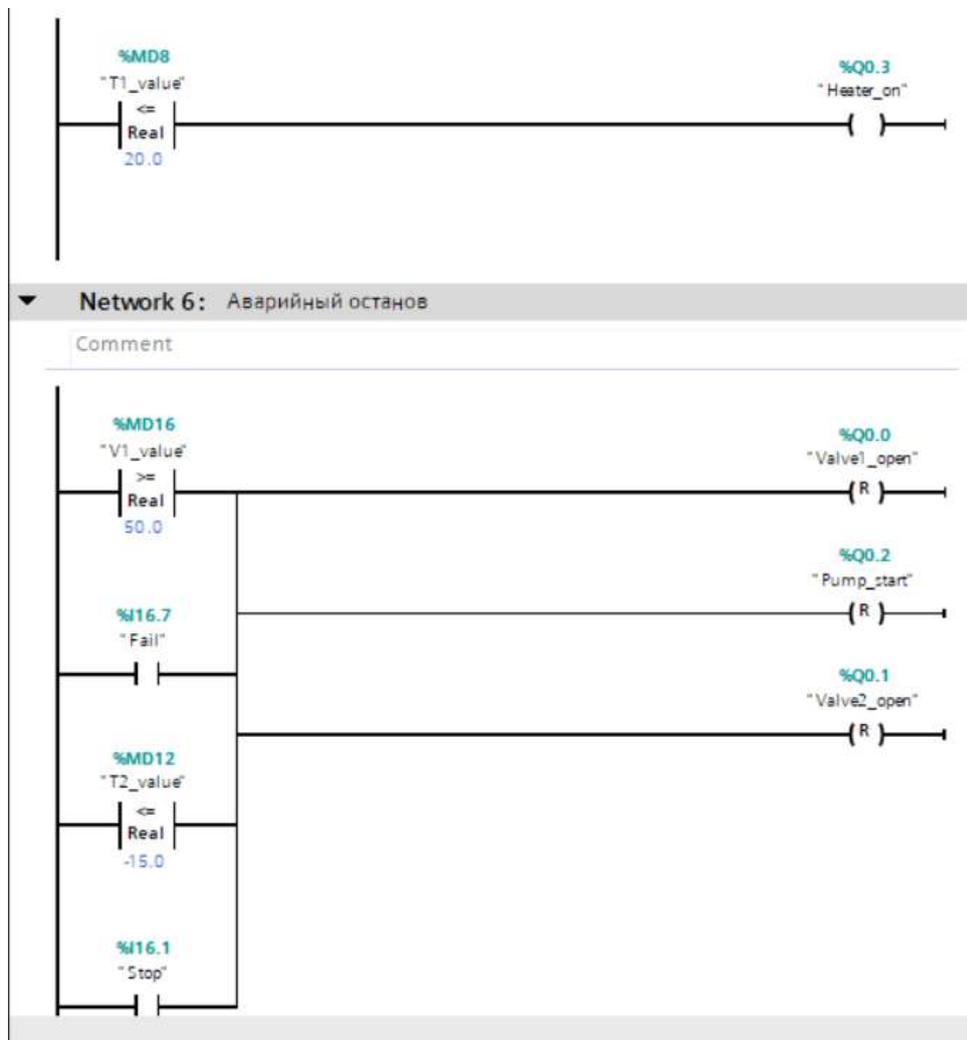


Рисунок 3.7 – Контроль нагрева и аварийный останов

Разработан HMI интерфейс для контролирования работы процесса операторами. На него выведены все показание с датчиков. исполнительные механизмы и ввод уставки давления (Рисунок 3.8).

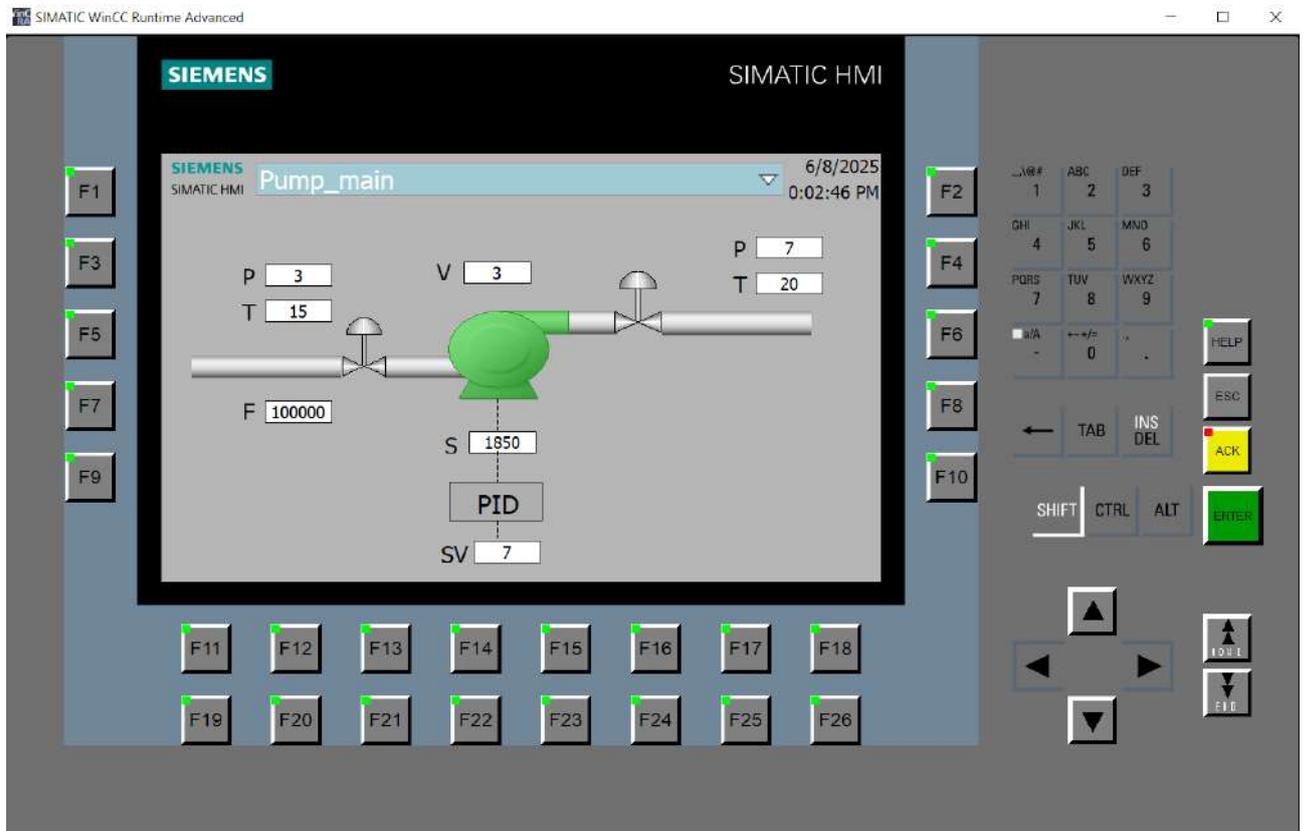


Рисунок 3.8 – HMI интерфейс

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы рассмотрены важнейшие вопросы цифровизации и автоматизации управления нефтепроводами, что является очень актуальным направлением в современной нефтяной промышленности. Внедрение современных технологий, таких как ИИТ, системы SCADA, облачные платформы, цифровые двойники и прогнозная аналитика, позволяет значительно повысить эффективность работы, сделать процессы более надежными и безопасными. Благодаря этим инструментам можно в режиме реального времени следить за состоянием оборудования, своевременно обнаруживать возможные проблемы и предупреждать аварии, что особенно важно для поддержания стабильной работы всей системы транспортировки нефти.

Особое внимание уделяется разработке и внедрению схем автоматизации, которые помогают удобно и систематически управлять большим количеством оборудования и помещений. Такой подход позволяет не только оптимизировать работу насосных станций, регулировать давление и параметры транспортировки, но и значительно сократить время реакции на возможные сбои. Использование математических моделей и алгоритмов дает возможность обеспечить устойчивую и эффективную перекачку нефти на большие расстояния.

Главной сложностью при этом является необходимость интегрировать новые цифровые решения в уже существующую инфраструктуру, а также заботиться о кибербезопасности — увеличенная цифровизация требует защиты от возможных кибератак. К тому же, внедрение новых технологий связано с затратами, необходимостью обучения персонала и балансированием между автоматизацией и контролем со стороны операторов.

В целом, развитие цифровых технологий в нефтепроводной отрасли помогает сделать работу более эффективной, снизить издержки и повысить безопасность окружающей среды. Новые инструменты позволяют лучше контролировать состояние систем, предсказывать возможные неисправности и оптимизировать работу всей инфраструктуры. Это играет важную роль в повышении надежности предприятий и их конкурентоспособности на мировом рынке.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1 Гуляева Д. Р., Киселев А. В. Применение методов Ляпунова для исследования устойчивости систем // Информационные системы и технологии. – 2016. – С. 40-44.

2 Петров, И.И. Моделирование и управление в нефтяной и газовой промышленности. — Казань: Казанский университет, 2019. – 356 с.

3 Белоусов, Н.И. Теория автоматического управления. — Москва: Издательство МГТУ им. Баумана, 2015. – 413 с.

4 Тимофеев, В.А. Автоматизация процессов нефтедобычи и нефтепереработки. — Уфа: УГНТУ, 2017. – 321 с.

5 Boyer, S.A. SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition. — 4th Edition, International Society of Automation, 2010. – 257 с.

6 Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г., Юфин В.А., Яковлев Е.И. Трубопроводный транспорт нефти и газа. – М.: Недра, 1988. – 368 с.

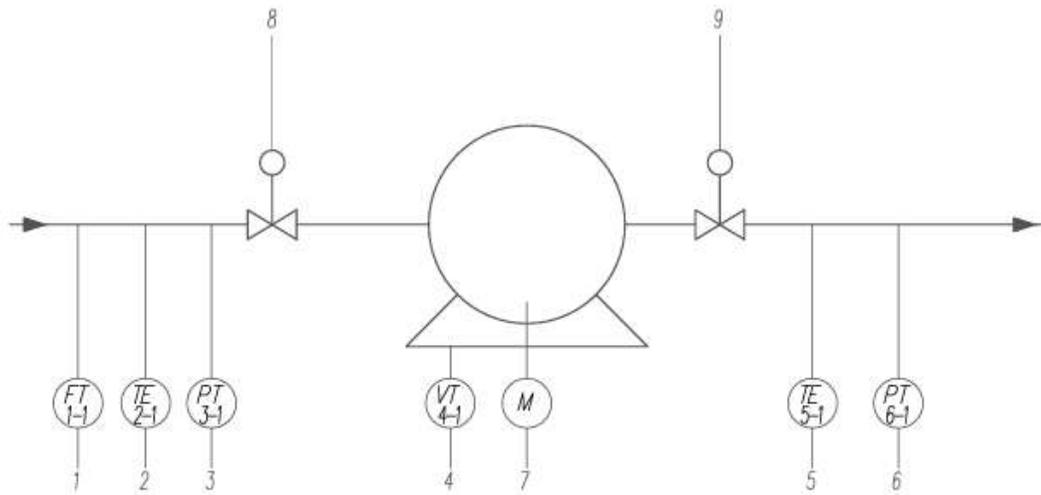
7 Шахов, Ю.А. Информационные технологии и системы управления в нефтегазовой промышленности. — Томск: ТПУ, 2021. – 217 с.

8 Петров, И.И. Моделирование и управление в нефтяной и газовой промышленности. — Казань: Казанский университет, 2019. – 356 с.

## **ПРИЛОЖЕНИЕ А**

Функциональная схема автоматизации

Поз	Наименование	Кол.
1	Расходомер	1
2,5	Термометр	2
3,6	Датчик давления	2
4	Датчик вибрации	1
7	Частотный преобразователь	1
8,9	Клапан	2



		1	2	3	4	5	6	7	8	9
PLC	AI	○	○	○	○	○	○	○		
	AO							○		
	DI	○	○	○	○	○	○	○		
	DO								○	○
SCADA	I	○	○	○	○	○	○	○		
	R	○	○	○	○	○	○	○		
	C								○	○
	S									
	A		○		○	○				

Изм.	Кол.у	Лист	№ док	Подп.	Дата				
Разраб.				Мухомедов ДИ			Стадия	Лист	Листов
Проб.				Сырбекова Ж.Ж.					
Н. контр.						Функциональная схема автоматизации			Satbayev University Karegpa AuY
Утв.									

## Протокол

### о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

**Автор:** Мухамедияров Динмухамед Исаевич

**Соавтор (если имеется):**

**Тип работы:** Дипломная работа

**Название работы:** Цифровизация и интеграция данных в Автоматизированных Системах  
Управления в отрасли транспортировки нефти

**Научный руководитель:** Жанар Омирбекова

**Коэффициент Подобия 1:** 11.9

**Коэффициент Подобия 2:** 5.8

**Микропробелы:** 2

**Знаки из других алфавитов:** 0

**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

**Университеттің жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаменті  
директорының ұқсастық есебіне талдау хаттамасы**

Жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаментінің директоры көрсетілген еңбекке қатысты дайындалған Плагиаттың алдын алу және анықтау жүйесінің толық ұқсастық есебімен танысқанын мәлімдейді:

**Автор:** Мухамедияров Динмухамед Исаевич

**Тақырыбы:** Цифровизация и интеграция данных в Автоматизированных Системах  
Управления в отрасли транспортировки нефти

**Жетекшісі:** Жанар Омирбекова

**1-ұқсастық коэффициенті (30):** 11.9

**2-ұқсастық коэффициенті (5):** 5.8

**Дәйексөз (35):** 0.2

**Әріптерді ауыстыру:** 0

**Аралықтар:** 0

**Шағын кеңістіктер:** 2

**Ақ белгілер:** 0

**Ұқсастық есебін талдай отырып, Жүйе администраторы мен Академиялық мәселелер департаментінің директоры келесі шешімдерді мәлімдейді :**

Ғылыми еңбекте табылған ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді. Осыған байланысты жұмыс өз бетінше жазылған болып санала отырып, қорғауға жіберіледі.

Осы жұмыстағы ұқсастықтар плагиат болып есептелмейді, бірақ олардың шамадан тыс көптігі еңбектің құндылығына және автордың ғылыми жұмысты өзі жазғанына қатысты күмән тудырады. Осыған байланысты ұқсастықтарды шектеу мақсатында жұмыс қайта өңдеуге жіберілсін.

Еңбекте анықталған ұқсастықтар жосықсыз және плагиаттың белгілері болып саналады немесе мәтіндері қасақана бұрмаланып плагиат белгілері жасырылған. Осыған байланысты жұмыс қорғауға жіберілмейді.

**Негіздеме:**

Күні



Кафедра меңгерушісі

## Протокол

### о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

**Автор:** Мухамедияров Динмухамед Исаевич

**Соавтор (если имеется):**

**Тип работы:** Дипломная работа

**Название работы:** Цифровизация и интеграция данных в Автоматизированных Системах Управления в отрасли транспортировки нефти

**Научный руководитель:** Жанар Омирбекова

**Коэффициент Подобия 1:** 11.9

**Коэффициент Подобия 2:** 5.8

**Микропробелы:** 2

**Знаки из других алфавитов:** 0

**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 укрывтия 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

проверяющий эксперт

## РЕЦЕНЗИЯ

На дипломный проект

Мухамедиярова Динмухамеда Исаевича

6B07103 – Автоматизация и роботизация

На тему: Цифровизация и интеграция данных в АСУ в отрасли транспортировки нефти

Выполнено:

- а) графическая часть на 1 листе
- б) пояснительная записка на 7 страницах

## ЗАМЕЧАНИЯ К РАБОТЕ

Дипломный проект посвящен цифровизации и интеграции данных в АСУ в отрасли транспортировки нефти, а именно насосных агрегатов. Введение обосновывает актуальность автоматизации в отрасли транспортировки нефти. Основная часть работы состоит из трех разделов. В первом описан процесс транспортировки нефти, устройство насосных агрегатов. Во втором разработана функциональная схема, математическая модель, выбор средств автоматики и синтез PID-регулятора. Третий раздел охватывает программную реализацию алгоритма управления с использованием ПО TIA PORTAL. Работа логична и структурирована, охватывает все этапы разработки системы. Однако, в работе не была указана эффективность внедрения автоматизированной системы, что, скорее всего не входило в задачи исследования.

## Оценка работы

Дипломный проект полностью соответствует установленным требованиям к содержанию, оформлению и уровню выполнения выпускных квалификационных работ.

Работа выполнена на высоком техническом и методическом уровне, включает все необходимые структурные элементы, раскрывает заявленную тему и демонстрирует профессиональные компетенции, соответствующие квалификации бакалавра.

Проект оценивается на «хорошо» (85%), и студент Мухамедияров Динмухамед Исаевич заслуживает присвоения степени бакалавра по образовательной программе 6B07103 – Автоматизация и роботизация.

## Рецензент

Доктор PhD, ассоц. профессор  
Кафедры «Автоматизация и управление»  
АУЭС им. Г.Даукеева



**Орақбаев Е.Ж.**