

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 Автоматизация и управление

6B07103 – Автоматизация и роботизация

Сәкен Дінмұхамед Маратұлы

Автоматизация и управления печи для нагрева нефти

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту

6B07103 – Автоматизация и роботизация

Алматы 2023

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 Автоматизация и управление



ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
к дипломному проекту


На тему: «Автоматизация и управления печи для нагрева нефти»

6B07103 – Автоматизация и роботизация

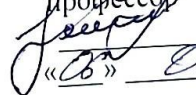
Выполнил

Сәкен Д. М.

Рецензент
д.т.н., профессор


Биттеев Ш.Б.
2023 г.

Научный руководитель
канд. техн. наук, ассоц.
профессор


Кошимбаев Ш.К.
«06» 06 2023 г.

Алматы 2023

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

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

Институт Автоматики и информационных технологий

Кафедра Автоматизация и управление

6B07103 – Автоматизация и роботизация



ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Обучающемуся Сәкену Д. М.

Тема: «Автоматизация и управления печи для нагрева нефти»

Утверждена приказом Б. Жаутикова № 408-П/Ө от «23» ноября 2023 г.

Срок сдачи законченной работы «16» 06 2023 г.

Исходные данные к дипломному проекту: техническая документация к автоматизации и управлению печи для нагрева нефти.

Краткое содержание дипломного проекта:

- а) описание технологического процесса;
- б) функциональная схема автоматизации печи;
- в) анализ системы управления.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):
функциональная схема автоматизации печи нагрева нефти.

Рекомендуемая основная литература:

1 Ткаченко И.В. Основы автоматизации производства и вычислительная техника. - М: Недра, 1996.

2 Адельсон С.В. Технологический расчет и конструктивное оформление нефтезаводских печей. - М.-Л.: Гостоптехиздат, 1952.

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
Технологический раздел	<i>апрель 2023 г</i>	
Специальный раздел	<i>май 2023 г</i>	

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	Ш. К. Кошимбаев канд. техн. наук	<i>06.06.23</i>	<i>Ш. Кошимбаев</i>
Специальный раздел	Ш. К. Кошимбаев канд. техн. наук	<i>06.06.23</i>	<i>Ш. Кошимбаев</i>
Нормоконтролер	А. Б. Жеңіс маг. техн. наук, ассистент	<i>06.06.23</i>	<i>А. Жеңіс</i>

Научный руководитель



Кошимбаев Ш. К.

Задание принял к исполнению обучающийся

Сәкен Д. М.

Дата

«*25*» *01* 2023 г

АҢДАТПА

Дипломдық жобада мұнайды қыздыратын пештің функциясы қарастырылып, технологиялық үдерісті басқарудың автоматтандырылған жүйесін жаңғырту міндеті құрылды. Мұнай кен орындарында қазіргі автоматтандырудың әдістері мен құралдары қарастырылған. Топтық қондырғының сепараторындағы мұнай деңгейін реттеудің және қыздырудың математикалық моделі зерттелді. TIA Portal ортасында топтық өлшеу қондырғыларын бақылау және басқару үшін SCADA жүйесі болашақта іске асырылады.

АННОТАЦИЯ

В дипломном проекте рассмотрена функция печи, нагревающей нефть, создана задача модернизации автоматизированной системы управления технологическим процессом. Рассмотрены методы и средства современной автоматизации нефтяных месторождений. Исследована математическая модель регулирования уровня и нагрева нефти в сепараторе групповой установки. Система SCADA для мониторинга и управления групповыми измерительными приборами в среде TIA Portal будет реализована в будущем.

ANNOTATION

In the thesis the function of the furnace heating oil is considered, the task of modernization of the automated process control system is created. Methods and means of modern automation of oil fields are considered. A mathematical model of oil level control and heating in a separator of a group installation is investigated. The SCADA system for monitoring and controlling group measuring devices in the TIA Portal environment will be implemented in the future.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Теоретические основы автоматизации и управления	9
1.1 Стадии переработки нефти	9
1.2 Описание технологического процесса	13
1.3 Описание конструкций аппаратов и характеристики трубчатых печей	14
2 Конструкторско-технологический раздел	17
2.1 Выбор технических средств	17
2.2 Анализ задач системы управления	30
2.3 Функциональная схема автоматизации печи нагрева нефти	34
Заключение	38
Список использованной литературы	39

ВВЕДЕНИЕ

Процесс производства энергии является самым распространённым процессом в жизнедеятельности человека. Количество потребляемой человеком энергии определяет его благосостояние и чем выше это потребление, тем комфортнее чувствует себя человек. Данное утверждение не означает, что человек должен безрассудно тратить энергию и при этом достигнет наивысшего благосостояния.

Но при этом снижение потребления энергии приводит к осязаемому снижению повседневного комфорта, к условиям, к которым привык конкретный индивидум, например:

- понижение температуры жилища;
- понижение температуры горячей воды в кранах квартир;
- понижение качества продуктов в магазинах и столовых.

Один из способов понижения потребления энергии, внедрение энергосберегающих технологий, то есть технологий, позволяющих повысить коэффициент полезного действия (КПД), или перейти от одного источника энергии к другому.

В последнее время очень популярными стали, так называемые, возобновляемые источники энергии:

- солнечная энергия;
- энергия ветра;
- энергия морских приливов.

Эти источники используются давно, но они никогда не были определяющими для любого государства. Их недостаток заключается в сезонности, непостоянстве, низком КПД.

В последнее время по ряду причин экологического характера развёрнуто мощное наступление на традиционные источники энергии, такие как уголь, нефть, газ, торф, атомная энергия и т.д. Многие страны Западной Европы делают исторические заявления об отказе от этих источников энергии, но потом вдруг понимают абсурдность этих заявлений, делают шаги назад.

Использование возобновляемых источников энергии требует развития технологий преобразования, накопления и передачи этой энергии. И эти технологии далеко не всегда являются экологичными. Например, процесс производства поликристаллического кремния, который используется для производства солнечных батарей, не является экологически чистым.

Процесс перехода на возобновляемые источники энергии должен быть постепенным и естественным. Немедленный отказ от любого традиционного источника энергии вызовет непоправимые процессы в жизни людей. Поэтому совершенствование технологий производства традиционных источников энергии является актуальной задачей на десятки лет вперёд.

Целью дипломного проекта является модернизация системы управления печью нагрева нефти.

В рамках работы необходимо решить следующие задачи:

- определить место и важность объекта в технологическом процессе;
- провести анализ объекта автоматизации;
- сформулировать перечень задач автоматизации;
- провести выбор средств автоматизации;
- разработать алгоритмы управления и защиты объекта автоматизации.

1 Теоретические основы автоматизации и управления

1.1 Стадии переработки нефти

Идея переработки нефти в нефтепродукты методом высокотемпературной перегонки, предложенная в 1891 году русскими учеными С. П. Гавриловым и В. Г. Шуховым, насчитывает более 130 лет. Высокотемпературная перегонка, или по-другому, крекинг – разделение нефти путем нагрева на фракции, отличающиеся температурой кипения. Фракция – это некая смесь углеводородов, характеризующаяся относительно одинаковой температурой кипения.

Переработка нефти включает несколько стадий, которые могут быть объединены в единый технологический процесс, а также могут существовать отдельно, как обособленные установки.

Стадии переработки нефти:

- подготовительная;
- атмосферная перегонка;
- вакуумная перегонка.

Подготовительная стадия включает в себя обессоливание и обезвоживание нефти.

Наличие примесей в виде солей и воды крайне негативно сказывается на эксплуатации технологического оборудования, в котором идёт переработка нефти. Солевые отложения на поверхностях контактирующих с нефтью частей оборудования и коррозия, особенно при высоких температурах, приводят к быстрому износу оборудования и низкому качеству конечного продукта. Для решения этой проблемы нефть умышленно смешивают с водой, в которой специальными техническими методами растворяют соли, содержащиеся в нефти, а затем отделяют нефть от солёной воды.

Нефть, очищенная от воды и солей, поступает на атмосферную перегонку. Процесс разделения нефти на фракции, выполняющийся многократным испарением и конденсацией паров, проходит при нормальном атмосферном давлении[1]. Именно поэтому для этого процесса используется термин «атмосферная перегонка» (по-другому ректификация).

В результате ректификации из нефти выделяют фракцию светлых нефтепродуктов, температура кипения которых не более 350° С.

Ректификация выполняется в специальных колоннах, которые называются ректификационными. Колонна представляет собой вертикальную трубу, в которой установлены тарелки со специальными отверстиями, накрытыми барботажными колпачками. Размеры колонны (диаметр и высота) определяют производительность установки и могут достигать внушительных размеров (до 8 метров в диаметре и 80 метров высотой). На рисунке 1 представлен фрагмент ректификационной колонны.

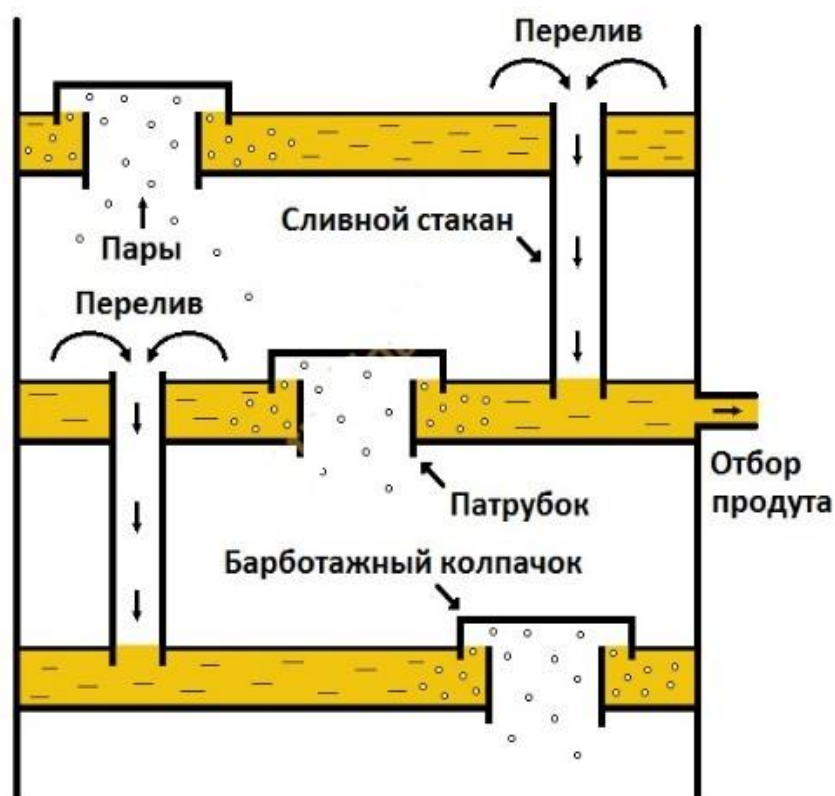


Рисунок 1 –Фрагмент ректификационной колонны

Обессоленная и обезвоженная нефть нагревается в специальных печах до температуры 360 ... 380 °С и превращается в газожидкостную смесь. Газовую часть составляют продукты, температура кипения которых ниже температуры нагрева, а жидкость – продукты, температура кипения которых выше температуры нагрева.

Образовавшаяся при нагреве газожидкостная смесь подаётся в нижнюю часть ректификационной колонны. Легкие углеводороды, составляющие основную часть газовой фазы, поднимаются вверх колонны, а жидкая часть опускается на дно колонны (кубовую часть). Поднимаясь вверх, пары углеводородов конденсируются на тарелках в зависимости от температуры кипения. Чем ниже температура кипения продукта, тем выше он поднимется [2]. На каждой тарелке скапливается слой жидкости размером до 10 сантиметров.

При выходе колонны на режим (тарелки заполнены сконденсировавшимися углеводородами) углеводородам, находящимся в газовой фазе приходится преодолевать тарелки через отверстия, накрытыми барботажными колпачками. Барботируясь через слой жидкости, часть углеводородов, теряя тепло, конденсируются, а часть поднимаются к следующим тарелкам. Тарелки имеют сливной патрубок, благодаря которому избыток жидкости переливается на нижнюю тарелку. Таким образом, происходит разделение нефти на фракции с различной температурой кипения, в чём и заключается смысл ректификации.

Отдельные фракции скапливаются на определённой высоте ректификационной колонны и отводятся через боковой отбор (рисунок 2). Чем выше отбор, тем ниже температура кипения. Таким образом можно регулировать температуру кипения в зависимости от поставленных задач.

На рисунке 2 представлены температуры кипения различных промышленных фракций нефти.



Рисунок 2 – Температуры кипения различных фракций нефти

Для более эффективной ректификации, позволяющей увеличить отдачу, используют различные технологические приёмы. Наиболее распространёнными являются повторное испарение и орошение.

На рисунке 3 схематично представлены эти приёмы.

Смысл технологического приёма «орошение» заключается в снижении количества тяжелых углеводородов, попадающих в верхние тарелки колонны. Для этого не сконденсировавшуюся газовую фазу направляют в холодильник, а после конденсации возвращают на нижнюю тарелку. Сконденсировавшиеся тяжёлые углеводороды попадают в куб колонны, а лёгкие снова поднимаются в верхнюю часть.

Технологический приём «повторное испарение», в отличие от предыдущего, направлен на снижение количества лёгких углеводородов, попавших в кубовую часть колонны. Для этого кубовый продукт направляют в подогреватель, а вновь образовавшаяся газовая часть возвращается в ректификационную колонну.

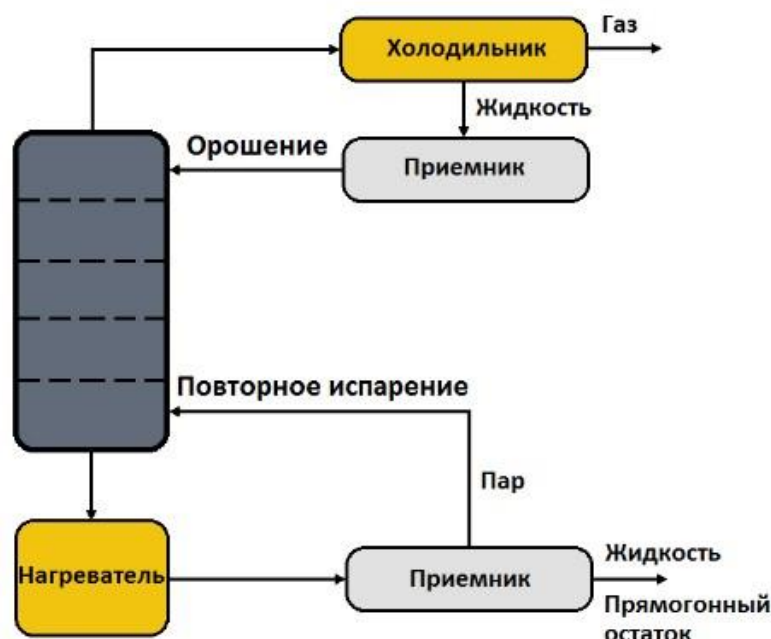


Рисунок 3 – Повторное испарение и орошение

Принципиально важным вопросом для выделения фракции из состава смеси являются её физические свойства, именно температура начала кипения, температура при которой начинается отделение фракции, и температура окончания выкипания, температура, при которой фракция полностью испарилась. На практике температура выкипания одной фракции пересекается с температурой начала кипения следующей фракции (см. рисунок 4). Такое пересечение называется «хвостом» и очень плохо влияет на качество продукта.

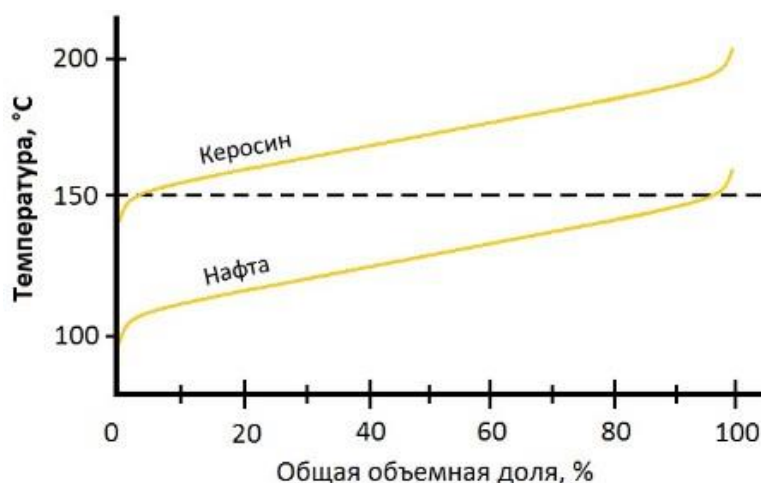


Рисунок 4 – «Хвост» фракции

Поэтому технологические режимы ректификации ориентируются не на некую установленную границ кипения, не диапазон, как показано на рисунке 4, а конкретное значение, а технологические приёмы «повторное испарение» и

«орошение» позволяют стабилизировать температуры кипения отдельных фракций и существенно повысить качество получаемого продукта.

1.2 Описание технологического процесса

Технологический процесс ректификации нефти представлен на рисунке 5.

Сырье, сырая «подготовленная» нефть, по трубопроводу поступает на установку в промежуточную емкость поз. Е-101 из товарно-сырьевого парка. Насосами поз. Н-100/1,2 через теплообменник поз. Т-139/1 нефть подается в подогреватели поз. П-101 и поз. П-102.

Технологическая схема позволяет использовать тепло потоков нефтепродуктов, получаемых на установке, для предварительного нагрева нефти, что снижает тепловую нагрузку на подогреватель [3]. Непосредственно для подогрева нефти используется мазут, который конденсируется в кубе колонны К-101 и прежде чем попасть в товарно-сырьевой парк подогревает сырую нефть, подаваемую на установку.

После теплообменника поз. Т-139/1 подогретая нефть подается в конвекционную зону, а затем в радиантную зону печей поз. П-101, поз. П-102 для дальнейшего нагрева и частичного испарения. Печи работают параллельно. Дальнейший нагрев и частичное испарение нефти происходит за счет тепла, получаемого при сжигании мазута, который собирается в кубе колонны поз. К-101 и частично подается к горелкам печей.

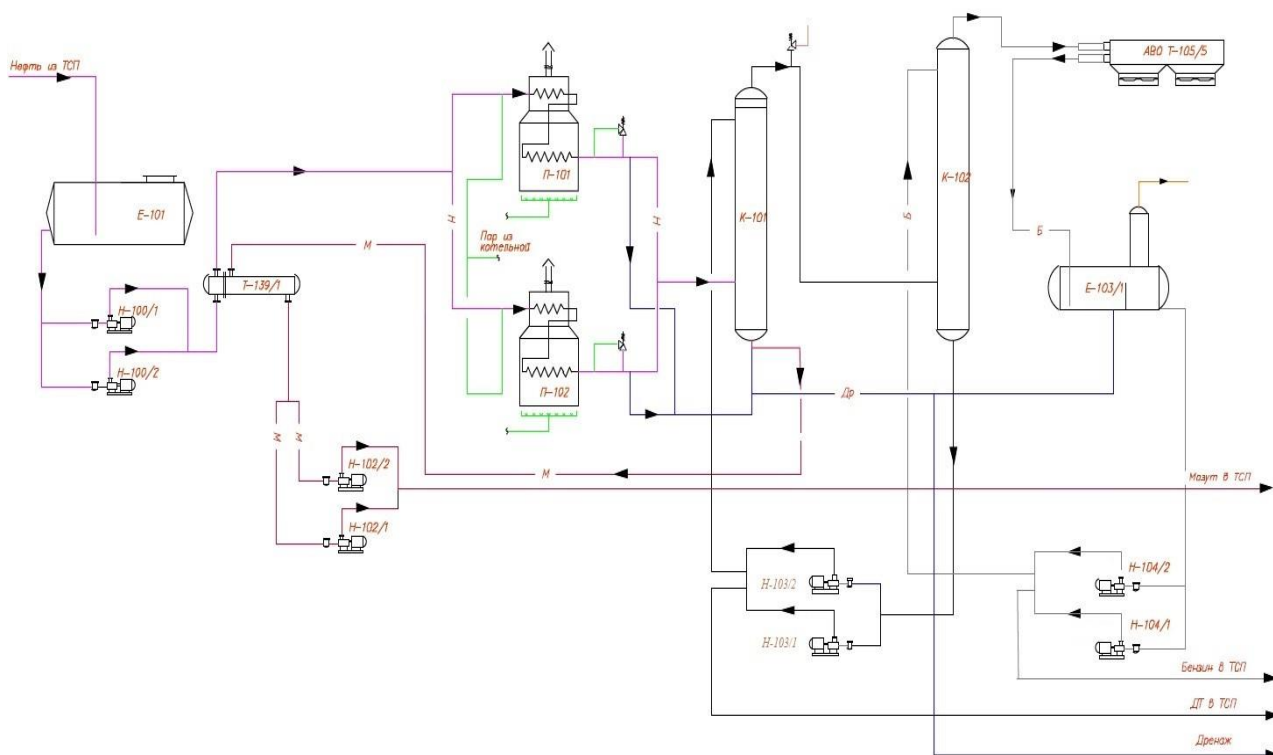


Рисунок 5 – Технологический процесс ректификации нефти

После печей разогретая до температуры 340 ... 360°спарожидкостная смесь подаётся в нижнюю частьректификационнойколонныпоз. К-101. Лёгкие углеводороды, находящиеся в газообразном состоянии поднимаются вверх колонны, а тяжелые, находившиеся как жидком состоянии, так и газообразном состоянии после конденсации на тарелках колонны опускаются в куб колонны. Углеводороды, собравшиеся в кубовой части колонны поз. К101 называются мазутом. Мазут является конечным продуктом переработки и после частичного охлаждения в теплообменнике поз. Т-139/1 перекачивается насосами поз. Н-102/1,2 в ТСП.

Лёгкие углеводороды поднимаются вверх колонны и по трубопроводу попадают в колонну К-102, где конденсируются на тарелках и стекают в куб колонны поз. К-102. Эта фракция называется дизельное топливо. Дизельное топливо, как и мазут, является конечным продуктом. Насосами поз. Н-103/1,2 дизельное топливо перекачивается в ТСП. Часть потока подаётся в колонну поз. К-101 через боковой отвод для орошения.

Пары углеводородов, не сконденсировавшиеся в колонне поз. К-102, через агрегат воздушного охлаждения АВО поз. Т-105/5 подаются в емкостьсепаратор Е-103/1, где конденсируются за счет существенного понижения температуры. Не сконденсировавшиеся газы из емкости-сепаратора поз. Е103/1 через регулирующий давление клапан поступают на сжигание в факел. Сконденсировавшаяся в ёмкости поз. Е-103/1 фракция называется прямогонным бензином. Часть прямогонного бензина насосами поз. Н104/1,2 подается на орошение колонны поз. К-102, а избыток отправляется в товарно-сырьевой парк.

1.3Описание конструкций аппаратов и характеристики трубчатых печей

Трубчатые печи нашли самое широкое применение в нефтеперерабатывающей, нефтехимической, химической, газовой и других отраслях промышленности. Так в нефтепереработке трубчатые печи используются для огневого нагрева и частичного испарения нефти и продуктов её переработки на установках АВТ, каталитического крекинга, риформинга и многих других. Трубчатые печи широко используются и в качестве реакционных аппаратов (установки термического крекинга, пиролиза), причем реакционные процессы могут протекать как в жидкой, так и в паровой фазах.

По способу передачи тепла потоку перерабатываемого сырья трубчатые печи можно разделить на три группы: конвективные, радиантноконвективные и радиантные.

В конвективных печах тепло передается продукту при соприкосновении продуктов сгорания топлива с трубами, по которым прокачивается сырье. Топочная камера в печах вынесена отдельно, а трубные экраны отсутствуют. За счет конвекции передается до 80% от общего количества тепла (остальное количество тепла передается радиацией). В печах данного типа обеспечиваются

более мягкие условия теплообмена (меньшая разность температур между стенкой трубы и перерабатываемым продуктом).

В печах радиантно-конвективного типа 40 - 60% всего тепла передается радиацией, а остальное – конвекцией.

В радиантных печах основная доля тепла передается радиацией. В печах этого типа стены топочной камеры покрыты экранами из радиантных труб. Тепло от факела горения передается экранам излучением [5]. Камера конвекции имеет вспомогательное значение. Печи данного типа наиболее компактны. Основным их недостатком является высокая температура отходящих газов, что ухудшает экономические показатели печного агрегата. В зависимости от места расположения трубные экраны радиантных печей (секций) разделяются на потолочные (подвесные), боковые (фронтальные) и подовые (напольные), а в зависимости от направления подвода тепла излучением одно и двухстороннего облучения.

В промышленности применяются трубчатые печи с поверхностью нагрева радиантных труб от 15 до 2000 м². Тепло- производительность печей меняется в широком диапазоне и составляет от 0,7 до 60 МВт, на крупных установках она может достигать 100 МВт. Температура и давление нагреваемой среды на входе и на выходе из печи в зависимости от типа технологического процесса также могут меняться в самых широких пределах (температура – от 70 до 900°С, давление – от 0,1 до 30 МПа).

Допускаемая теплонапряженность поверхности нагрева зависит от вида нагреваемого продукта и скорости его движения по трубам. Чем тяжелее нагреваемый продукт, тем меньше величина допускаемой тепло напряженности (см. таблицу 1). Так при перегонке нефтетеплонапряженность радиантных труб составляет 45 ^ 60 кВт/м, в печах замедленного коксования – 25-35 кВт/м², при нагреве масел – 10 + 20 кВт/м². Для труб конвективных камер величина теплонапряженности составляет 10 + 20 кВт/м². Теплонапряженность топочного пространства в современных трубчатых печах установок нефтепереработки составляет 50 -100 кВт/м³.

КПД трубчатой печи зависит от величины коэффициента избытка воздуха, подаваемого в горелки печи, температуры отходящих продуктов сгорания топлива, качества тепловой изоляции печи и ряда других параметров. КПД современных трубчатых печей находится на уровне 0,65 + 0,93.

Таблица 1 – Допускаемая теплонапряженность труб радиантныхзмеевиков для основных процессов нефтепереработки

Установка	Теплонапряженность для разных типов печей, кВт/м ²				
	ГБ, ББ, БС, Р	БН	ГН, ГС	ВС, ЦД, К, Ц	ЦГ, В

Продолжение таблицы 1

Атмосферная перегонка	52,2+58,0	45,3	40,7	30,2	40,7
Вакуумная перегонка	32,5+38,2	30,2	32,5+40,7	19,8	23,2+29,1
Вторичная переработка нефти	55,7+63,8	51,2	46,5	34,9	46,5
Замедленное коксование	34,8+40,6	32,5	29,1	22,1	29,1

Вышеприведенная классификация трубчатых печей проводится без учета конструкции трубного змеевика. Трубчатые змеевики проектируются отдельно, поскольку нормализовать для них всю совокупность производственных требований весьма затруднительно. Поэтому при разработке трубчатой печи такие узлы, как корпус с обмуровкой и теплоизоляцией, трубные решетки для поддержки труб экранов и змеевиков, газосборники и дымовые трубы разрабатываются как самостоятельные унифицированные узлы, из которых и собираются в зависимости от условий применения. Таким образом, за счет сравнительно незначительных конструктивных модификаций печей около десяти типов можно получить до ста типоразмеров печей, обеспечивающих требования самых разнообразных технологических процессов.

Для выбора и привязки типовой трубчатой печи к конкретной технологической установке необходимо в соответствии с исходными данными произвести выбор материалов, диаметров и толщин стенок труб соответствующих змеевиков, определить число потоков в змеевиках и т.д [6]. В некоторых случаях, например для установок пиролиза, существенное значение приобретает и технология изготовления труб, в частности чистота обработки внутренней поверхности труб. Детальные методы теплового расчета трубчатых печей изложены в специальной литературе. В последние годы все большее распространение для проведения теплотехнических расчетов печей и их отдельных элементов находят специализированные программные средства (системы автоматизированного проектирования).

2 Конструкторско-технологический раздел

2.1 Выбор технических средств

В рамках настоящей работы производится модернизация контрольноизмерительных приборов и программируемых контроллеров. Модернизация исполнительных механизмов (насосов и задвижек) не планируется. Управление выполняется включением «сухого» контакта из системы автоматизации в электрическую схему управления соответствующего насоса или задвижки.

Для обеспечения безопасной эксплуатации автоматизируемого объекта, в соответствии с требованиями документов [4, 5, 6] к средствам автоматизации предъявляется ряд требований, которые должны быть решены при выборе оборудования. Одно из основных требований – взрывозащита.

Для средств автоматизации используются следующие виды взрывозащиты:

- i– искробезопасная электрическая цепь;
- d– взрывонеприцаемая оболочка.

Вид взрывозащиты «искробезопасная электрическая цепь» используется при производстве различных датчиков давления, температуры и других исполнительных механизмов.

Датчики и исполнительные механизмы, устанавливаемые на технологическое оборудование, в соответствии с этим видом взрывозащиты имеют маркировку 0(1,2)ExiPT4(5,6) [7]. Электропитание этих датчиков выполняется от группового источника питания, но через индивидуальные устройства – барьеры, обеспечивающие ограничение тока через датчики на уровне, исключающем образование искры и возгорания в результате нагрева.

Вид взрывозащиты «взрывонеприцаемая оболочка» так же используется при производстве различных датчиков и исполнительных механизмов.

Для взрывозащиты вида d характерен усиленный корпус, наличие прокладок, уплотнителей и т. д. Основное назначение такой конструкции – не допустить распространение пламени, возникшего внутри оболочки, наружу, где возможно наличие взрывоопасной смеси [8].

Отсутствие барьеров во втором варианте делает систему немного дешевле, но этот выигрыш компенсируется стоимостью датчика, который в исполнении «взрывонеприцаемая оболочка» дороже датчика в исполнении «искробезопасная электрическая цепь».

Выбор датчиков температуры.

Максимальная температура измеряемых сред изменяется от 335°C для нефти на входе печи и до 550°C для дымовых газов. С целью унификации для всех точек измерения выбираются однотипные термопары позволяющая измерять указанные температуры контактным способом [9].

В результате проведенного анализа производителей датчиков температуры сделан выбор в пользу Метран-288-Exd с видом взрывозащиты d –

взрывонепроницаемая оболочка и встроенным в корпус соединительной головки преобразователем 4... 20 мА.

Метран-288-Exd термopара ТНН (нихросил –несил), тип градуировки N, позволяющая измерять температуры до 1200 С контактным способом.

Внешний вид датчика температуры Метран-288-Exd представлен на рисунке 6.



Рисунок 6 – Внешний вид датчика Метран-288-Exd

Подключение датчика температуры к технологическому процессу выполняется через специальное закладное устройство, которое устанавливается в месте измерения температуры. Присоединение устройства к процессу (трубопроводу, технологическому аппарату) выполняется сваркой.

Устройство называется бобышка. Внешний вид бобышки представлен на рисунке 7.

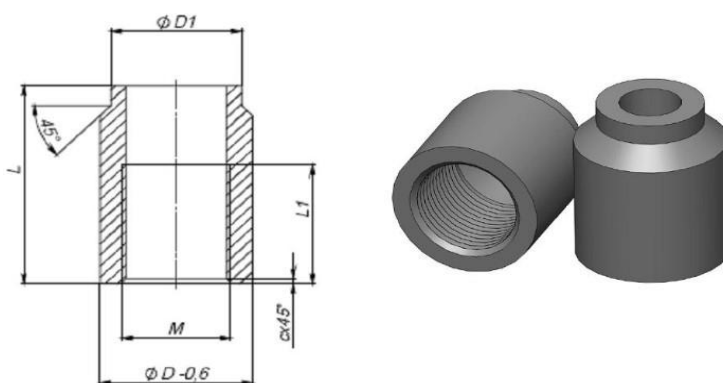


Рисунок 7 – Закладное устройство – Бобышка М20х1,5

М20 – тип резьбы и размер (метрическая, 20 мм); 1,5 – шаг резьбы 1,5 мм

В бобышку устанавливается защитный термокарман (гильза). Термокарман (рисунок 8) обеспечивает защиту датчика температуры от

механического воздействия со стороны среды и герметичность процесса. Наличие термокармана позволяет менять датчик температуры без нарушения герметичности процесса.

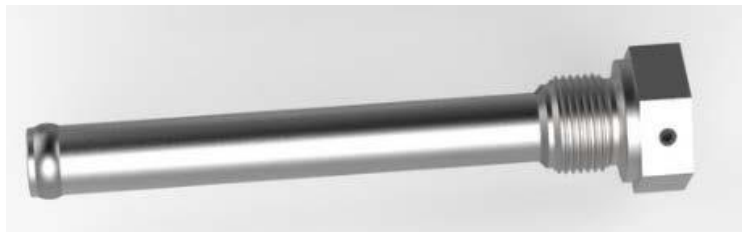


Рисунок 8 – Внешний вид термокармана

Внутренняя резьба термокармана такая же, как у бобышки M20x1,5. Внешняя резьба такая как у датчика температуры, в нашем случае выбрана также резьба M20x1,5.

Для установки датчиков температуры на трубопроводы Ду100 (вход и выход печи) выбран следующий датчик:

Метран – 288 – Exd – 100 – (-50...1200) °C – У1.1 – ГП,

где Exd – вид взрывозащиты;

100 – длина монтажной части;

-50...1200 – диапазон измеряемых температур;

У1.1 – климатическое исполнение (-50 ... 85° C);

ГП – государственная поверка.

Для измерения температуры дымовых газов используется такой же датчик с длиной монтажной части 250 мм.

Выбор датчиков давления [10]. Для измерения давления нефти на входе и выходе печи используется преобразователь избыточного давления Rosemount 3051CG. Внешний вид преобразователя представлен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Внешний вид преобразователя избыточного давления Rosemount 3051CG

Для измерения давления в датчиках Rosemount 3051CG используется технология пьезорезисторных сенсоров [11]. Пьезорезисторный сенсор представляет собой устройство, которое преобразует деформацию определенных полупроводниковых материалов, напылённых на мембрану, в изменение их изменения удельного сопротивления, которое является мерой давления.

Для измерения давления выбран преобразователь избыточного давления Rosemount 3051CG в стандартном исполнении. Диапазон измеряемых давлений от - 0,97 до 20,7 бар [12].

Для присоединения преобразователя к технологическому процессу используется клапанный блок (см. рисунок 10), который обеспечивает герметичность и безопасность процесса при работе с преобразователем, а также при снятии преобразователя.

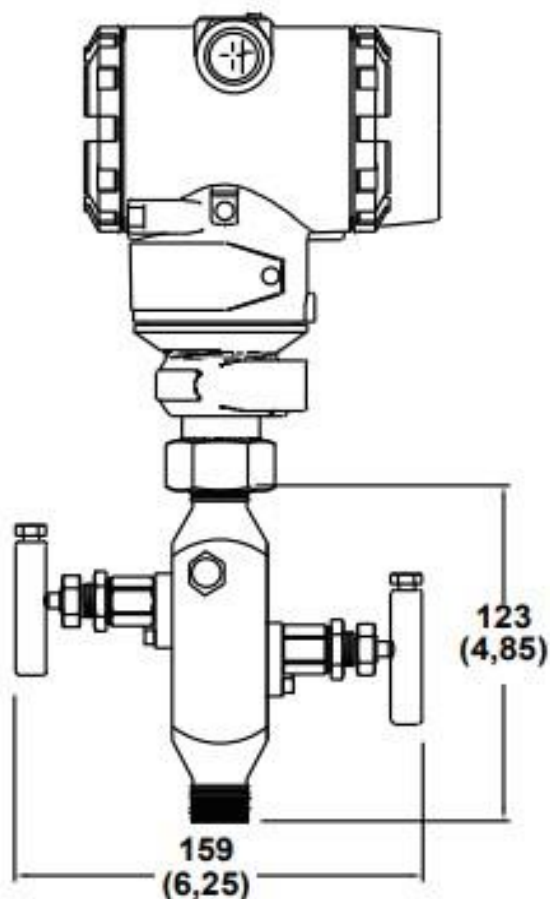


Рисунок 10– Преобразователь Rosemount 3051CG в сборе с клапанным блоком

Тип резьбы клапанного блока выбирается в зависимости от закладного устройства с одной стороны и от преобразователя давления с другой стороны. И в том, и в другом случае выбрана резьба M20x1,5.

Выбор датчиков содержания кислорода в дымовых газах.

Для непрерывного контроля концентрации кислорода в дымовых газах выбран датчик – газоанализатор ДАМ-О₂, внешний вид которого представлен на рисунке 11.

Принцип измерения концентрации терромагнитный, основан на парамагнитных свойствах кислорода и изменении их в зависимости от температуры [13].

По реакции на магнитное поле газы бывают:

- парамагнитные (втягиваются в магнитное поле);
- диамагнитные (выталкиваются из магнитного поля);
- кислород в нормальных условиях относится к сильнейшим парамагнетикам, в зависимости от изменения температуры его парамагнитные свойства уменьшаются.



Рисунок 11 – Внешний вид газоанализатора ДАМ-О₂

Основные технические характеристики датчика представлены в. Выходной сигнал 4 ...20 мА, маркировка по взрывозащите 1Exd[ib]IICT6X(взрывонепроницаемая оболочка).

Выбор датчиков содержания углеводородов в воздухе.

Для контроля состояния воздушной среды открытой площадки между печью и установкой по производству моторных топлив (УМТ) используется стационарный инфракрасный датчик – газоанализатор ДАК-СН₄. Прибор предназначен для непрерывного автоматического измерения углеводородов в воздушной среде.

Прибор измеряет ряд компонентов, в том числе СН₄; С₆Н₆; С₇Н₈; СН₃-С(О)-СН₃; С₂Н₄; топливо дизельное по ГОСТ 305-82; газ природный по ГОСТ 5542-87.

Принцип действия газоанализатора инфракрасный оптико-абсорбционный. Работа инфракрасных газоанализаторов основана на способности поглощения некоторыми сложными газами, в том числе углеводородами, инфракрасных лучей определенной длины. Степень поглощения прямо связана с концентрацией газа в смеси [14]. Вследствие поглощения этой энергии газовая смесь нагревается, и эти возникающие температурные колебания преобразуются в электрический сигнал с помощью оптико-абсорбционный датчика.

Внешний вид газоанализатора представлен на рисунке 12.



Рисунок 12 – Внешний вид газоанализатора ДАК-СН4

Датчик имеет маркировку по взрывозащите IExdIIВТ4 (взрывозащищенная оболочка) и диапазон рабочих температур $-60...60$ °С, что соответствует условиям применения датчика.

Выбор программно-технического комплекса.

Выбор программно-технического комплекса (ПТК) определяет всю структуру системы автоматизации и является самой важной её частью.

В связи с сложившейся на рынке продаж электронной техники и компонентов автоматизированных систем в выпускной работе рассмотрены только ПТК, выпускаемые в РК.

В качестве таких ПТК рассмотрены продукты компании АСЫЛ(Казахстан):

–ПЛК100/150/154;

–ПЛК 200/210.

Серия моноблочных контроллеров ПЛК100/150/154 рассчитана на построение малых и средних систем автоматизации. Непосредственно в процессорный модуль интегрированы аналоговые и дискретные, входные и выходные сигналы. В таблице 2 представлены сравнительные характеристики

моделей контроллеров ПЛК100, ПЛК150 и ПЛК154. Для увеличения информационной мощности используются модули расширения, подключаемые к процессорному модулю по интерфейсу RS485.

Программирование выполняется в среде CoDeSysV2.3.

Таблица 2 – Сравнительные характеристики моделей ПЛК 100, ПЛК 150 и ПЛК 154

Параметр	ПЛК 100	ПЛК 150	ПЛК 154
Дискретные входы	8	6	4
Дискретные выходы	ПЛК 100-24/220.Р: 6 э/м реле; ПЛК 100-24.К: 12 транзисторных выходов	4 э/м реле	4 э/м реле
Аналоговые входы	-	4	4
Аналоговые выходы	-	2	4
Интерфейсы	Ethernet 100 Base-T RS-232 RS-232 Debug RS-485 USB 2.0-Device	Ethernet 100 Base-T RS-232 RS-485	Ethernet 100 Base-T RS-232 RS-485
Напряжение питания	ПЛК 100-24: =18...29 В ПЛК 100-220: ~90...264 В 47...63 Гц	~90...264 В 47...63 Гц	~90...264 В 47...63 Гц

Достоинства ПТК на базе ПЛК100/150/154:

- удачно вписывается в концепцию импортозамещения;
- низкая стоимость;
- использование универсальной, широко распространённой среды программирования CODESYSV2.3;
- малые сроки поставки;
- развитая сеть технических центров обслуживания и дилерских центров.

Недостатки ПТК на базе ПЛК100/150/154:

–низкая надёжность ПТК, в том числе из-за использования интерфейса RS-485 для связи с модулями ввода/вывода;

–низкая степень интеграции модулей ввода/вывода;

–небольшой объём памяти программ.

ПЛК 200/210 компании АСЫЛ (Казахстан).

Программируемый логический контроллер ПЛК200 новый в линейке моноблочных контроллеров для малых и средних систем автоматизации. Как и в предыдущем случае в ПЛК встроены дискретные и аналоговые входы/выходы (DI/DO/AI/AO).

В отличие от предыдущей серии контроллеров в ПЛК200 представлен широкий спектр коммуникационных протоколов.

Контроллер программируется в среде CODESYSV3.5. Для увеличения информационной мощности контроллера используются модули ввода/вывода Mx210 с интерфейсом Ethernet компании АСЫЛ.

В таблице 3 приведены сравнительные характеристики контроллеров ПЛК200 и ПЛК100/150/154. Даже поверхностный анализ показывает неоспоримое превосходство 200-й серии.

Недостатком ПЛК200 является отсутствие какой-либо информации о его надёжности.

Таблица 3 – Сравнительная характеристики ПЛК200 и ПЛК 100/150/154

Параметр	ПЛК 200	ПЛК 100/150/154
Ресурсы		
Процессор	RISC-процессор ARM Cortex-A8, 800 МГц	RISC-процессор ARM920T, 200 МГц
Объём оперативной памяти	256 Мбайт	8 Мб
Объём флеш-памяти	512 Мбайт	4 Мб
Объём Retain-памяти	64 Кбайт	16 Кбайт
Количество входов/выходов	до 28 шт.	до 20 шт.
Подключение энкодеров	4АВ или 2 АВZ	-
Подключаемые накопители	microSD	-
Габаритные размеры (Ш×В×Г)	82×124×83 мм	105×90×65 мм

Интерфейсы		
Интерфейсы связи	2×Ethernet, 1×RS-485, USB Device	1×Ethernet, 1×RS-485, 1×RS-232 Debug, 1×RS-232*, USB Device*
Коммуникационные протоколы	Modbus TCP/ RTU/ ASCII, OPC UA (Server), MQTT (Client), SNMP, ОВЕН, тепло-, электросчетчики	Modbus TCP/ RTU/ ASCII, ОВЕН
Прикладные протоколы	NTP, FTP, SSH, HTTP/HTTPS, SMTP/IMAP, WireGuard	-
Общие сведения		
Среда программирования	CODESYS V3.5	CODESYS V2.3
Поддержка Web-визуализации	+	-
Напряжение питания	24 В	24 В*, 220 В

Таким образом, в результате анализа принято решение об использовании ПТК на базе ПЛК200 для модернизации системы управления печи нагрева нефти.

Процессорный модуль.

Программно-технический комплекс на базе ПЛК 200 компании АСЫЛ предназначен для небольших систем автоматизации. Процессорный модуль имеет встроенные каналы ввода/вывода и различные коммуникационные протоколы.

Внешний вид процессорного модуля ПЛК200 представлен на рисунке 13.



Рисунок 13 – Внешний вид процессорного модуля ПЛК200

Основные преимущества ПЛК:

1) Высокая производительность

Процессор ARM Cortex-A8 с частотой 800 МГц.

Большой объем памяти:

–ROM 512 (NAND);

–RAM 256 (DDR3);

–RETAIN 64 (MRAM).

Операционная система Linux с RT-патчем. Поддержка быстрых входов/выходов до 95 кГц на выделенном PRU.

2) Эргономичный корпус

–Крепление на DIN-рейку или на стену;

–Съемные клеммники с невыпадающими винтами;

–Тумблер Старт/Стоп и разъем для MicroSD-карты под крышкой.

3) Коммуникационные возможности

Ethernet дает ряд преимуществ:

–высокая скорость опроса;

–мультимастерность;

–вариантная топология сети.

Поддержка промышленных протоколов Modbus TCP/ RTU/ ASCII, OPC UA (Server), MQTT (Client), SNMP (Manager/Agent).

Поддержка протоколов тепло- и электросчетчиков, возможность реализации нестандартных протоколов.

Поддержка GSM/GPRS-модемов.

Поддержка прикладных протоколов NTP, FTP, FTPS, SSH, HTTP/HTTPS, SMTP/IMAP/POP3, OpenVPN, WireGuard.

Возможность подключения к СУБД MySQL и MsSQL. Встроенный Firewall. Поддержка Web-визуализации CODESYS.

Web-интерфейс для настройки и диагностики контроллера.

Простое подключение к OwenCloud.

4) Эксплуатация в тяжелых условиях

–Расширенный диапазон питающего напряжения: =10...48 В;

–Расширенный диапазон температуры окружающей среды:-40...+55°C.

В зависимости от модификации ПЛК200 имеет различное количество каналов ввода/вывода, интегрированных непосредственно в процессорный модуль. В таблице 4 приведен перечень таких сигналов для различных модификаций ПЛК.

Таблица 4 – Перечень каналов ввода/вывода, интегрированных в процессорный модуль

Модификация ПЛК	AI	DI (FDI)	AO	DO (FDO)
-----------------	----	----------	----	----------

ПЛК200-01-CS	-	8	-	14
<i>Продолжение таблицы 4</i>				
ПЛК200-02-CS	-	16	-	8
ПЛК200-03-CS	-	20	-	8
ПЛК200-04-CS	4	8	-	8

Сравнивая таблицу 1 «Информационная мощность системы автоматизации» и таблицу 4 «Перечень каналов ввода/вывода, интегрированных в процессорный модуль» предлагается оптимальная по количеству сигналов микропроцессорная система, состоящая из процессорного модуля ПЛК200-01-CS с подключенным к нему модулем ввода аналоговых сигналов [15].

В таблице 5 приведены краткие технические характеристики ПЛК 200 компании АСЫЛ.

Таблица 5 – Краткие технические характеристики ПЛК 200

Параметр	Значение(свойство)
Питание	
Напряжение питания	От 10 до 48 в (номинальное 24В)
Потребляемая мощность, не более	
- модификация 01	13 Вт
- модификация 02	12 Вт
- модификация 03	10 Вт
- модификация 04	10 Вт
Защита от переплюсовки	Есть
Вычислительные ресурсы	
Центральный процессор	RISC- процесор Texas Instrument Sitara AM3358, 800 МГц
Объем флеш- памяти (тип памяти)	512 Мбайт (NAND) доступно для хранения файлов и архивов
Объем оперативной памяти (тип памяти)	256 Мбайт (DDR3)
Объем Retain- памяти (тип памяти)	64 Кбайт (MRAM)
Время выполнения пустого цикла (стабилизированное)	3 мс
Интерфейсы связи	
Enhernet 100 Base- T	
Количество портов	2* Ethernet 10/100 Мбит/с (RJ45)

Поддерживаемые промышленные протоколы	Modbus- TSP (Master/ Slave) OPC UA (Server)MQTT 9 (client)
<i>Продолжение таблицы 5</i>	
Параметр	Значение (свойство)
SNMP (Manager/ Agent)	
Поддерживаемые прикладные протоколы	NTP, FTP, FTPS, HTTP, HTTPS, SSH, SMTP/IMAP/POP3, Open VPN, WireGuard
RS-485	
Количество портов	1
Поддерживаемые протоколы	Modbus RTU (Master/ Slave) Modbus ASCII (Master/ Slave) Протоколы тепло- электросчетчиков
Скорость передачи	1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400, 57600, 115200 бит/с
Подтягивающие резисторы	Есть
USB Device	
Количество портов	1* micro USB (RNDIS)
Поддерживаемые протоколы	CODESYS Gateway, FTP, SSH, HTTP, HTTPS
Подключаемые накопители	
SD	
Количество разъемов	1
Поддерживаемые устройства	microSD
Параметр	Значение (свойство)
Максимальная емкость	4 ГБ (microSD), 32 ГБ (microSDHC), 512 ГБ (microSDXC)
Поддерживаемые файловые системы	FAT16, FAT32, ext4, NTFS (read only)
Часы реального времени	
Погрешность хода, не более: - при температуре +25 - при температуре -40 и +55 град.	3 секунды в сутки 18 секунд в сутки
Тип источника питания	Батарея CR2032
Срок работы на одной батарее	5 лет
Общие сведения	
Габаритные размеры	(82*124*83) =1 мм
Масса, не более	0.6 кг
Степень защиты корпуса по ГОСТ 14254-96	IP 20
Индикация на передней панели	Светодиодная
Встроенное оборудование	Источник звукового сигнала, Двухпозиционный тумблер, СТАРТ/ СТОП, Сервисная кнопка

Средняя наработка на отказ	60 000 ч
Средний срок службы	8 лет

Модули ввода/вывода.

Для ввода дополнительных аналоговых сигналов используются модули серии Mx210, подключаемые к процессорному модулю по интерфейсу Ethernet. В таблице 6 приведены краткие технические характеристики модулей аналогового ввода (AI).

Таблица 6– Краткие технические характеристики модулей AI

Параметр	Значение (свойство)
Подключаемые сигналы	- унифицированные сигналы: 0...5 Ма, 0(4)...20Ма, 50 мВ, 1В - термосопротивления: 50М, Cu50, 50Р, Pt50, Ni100, 100М, Cu100, 100Р, Pt100, Ni500, 500М, 500Р, Pt500, Ni1000, 1000М, Cu1000, 1000Р, Pt1000, ТСМГр.23 - термопары: L, J, N, K, S, R, В, Т, А-1, А-2, А-3 - сопротивление: 0...2 кОм, 0...5кОм
Разрядность АЦП	16 бит
Время опроса, одного входа	
Униф. сигналы	Не более 0,6 с
ТС	Не более 0,9 с
ТП	Не более 0,6 с
Сопротивления	Не более 0,6 с
Предел основной приведенной погрешности при измерении	
Униф. сигналы	= 0.25 %
ТС	= 0.25 %
ТП	= 0.5 %
Сопротивления	= 0.25 %

Компания АСЫЛ предлагает только восьмиканальные модули с универсальными входами. Конфигурирование (настройка) модуля на конкретный тип сигнала и диапазон его изменения выполняется по интерфейсу USB 2.0, обмен с ПЛК по Ethernet.

Модификация модуля MB210-101. Блок питания.

Для электроснабжения потребителей системы автоматизации напряжением 24 В постоянного тока используется блок питания БП60К компании АСЫЛ. Блок питания используется для различных ответственных потребителей, в том числе контроллеров, модулей ввода/вывода и т.д. Краткие характеристики БП60К представлены в таблице.

Для того, чтобы исключить влияние помех, возникающих при питании полевых датчиков, принято решение разделить источники питания для системного и полевого оборудования.

Благодаря тому, что есть возможность параллельного соединения источников питания, используем схему резервирования, позволяющую существенно повысить надёжность электроснабжения.

2.2 Анализ задач системы управления

В настоящее время все задачи управления и защиты решаются в ручном режиме, за исключением измерения технологических параметров, которые удовлетворяют требованиям безопасности.

Датчики исполнительные механизмы объекта автоматизации требуют замены в связи с моральным и физическим износом [16]. Срок эксплуатации некоторых датчиков исполнительных механизмов превышает срок, установленный заводом изготовителем и в соответствии с требует немедленной замены или продления сроков службы [17].

Кроме датчиков исполнительных механизмов, представленных на функциональной схеме (рисунок 2) печь нагрева нефти снабжена горелкой, которая имеет комплектную автономную систему управления, включающую:

- клапан подачи топлива (мазут/нефть);
- другие элементы, позволяющие управлять режимами работы горелки.

Клапан подачи топлива имеет возможность внешнего управления, что используется для останова печи в случае закрытия клапана.

На основании Регламента технологической установки выявлены причинно-следственные связи между состоянием объекта автоматизации и действиями системы управления, которые положены в основу разработки алгоритмов управления и защиты [18].

Задачи системы управления:

- остановка печи;
- управление задвижками;
- сигнализация предельных отклонений;
- подача пара в змеевики и топочное пространство печи;
- включение паровой завесы.

Все измеряемые сигналы и сигналы управления приведены в таблице 7.

В таблице приведён перечень входных непрерывных сигналов, формируемых аналоговыми датчиками. К таким сигналам относятся следующие измерения:

- температуры;
- давления;
- содержания кислорода в дымовых газах;
- содержание углеводородов в воздухе.

Для каждого сигнала в таблице приведено:

- позиционное обозначение;
- диапазон и единицы измерения;
- уставки сигнализации и защиты;
- действия системы при наступлении аварийной ситуации.

В таблице 8 приведён перечень входных дискретных сигналов, которые формируются технологическими датчиками [19].

В таблице 9 приведён перечень выходных дискретных сигналов управления.

Для каждого сигнала в таблице приведено:

- позиционное обозначение;
- тип сигнала – «сухой контакт»;
- условия формирования сигнала.

Таблица 7 – Перечень входных аналоговых сигналов

Наименование параметра	Позиция	Диапазон	Ед. изм	Пред-аварийная сигнализация, уровень параметра, мин	Блокировка, уровень параметра, мин	Операции по отключению и включению, переключению к другому воздействию
Давление нефти на входе П-101	PIS 96	0-10,0	Кгс /см	1,0	0,8	Отключить горелку, закрыть задвижку
Температура нефти на входе П-101	TI 94	0-400	С	280	335	Световая звуковая сигнализация
Давление нефти на входе П-101	PIS 97	0-1,0	Кгс /см	0,2	0,15	Закрывать задвижку на входе, открывать задвижку
Температура нефти на выходе П-101	TIS 93	0-1000	С	280	330	Отключить горелку и закрыть клапан на подаче топлива. Отключить насос Н-100/через 60

						сек.Закреть задвижку на входе Т36э и выходе Т35э.
--	--	--	--	--	--	---

Продолжение таблицы 7

Температура дымовых газов в П-101	TIS 95	0-1000	С	360	550	Отключить горелку изакреть клапан
Загазованность со стороны УМТ-2	QIS 104	0-1000	%	20	50	Открыть задвижку Т32э в паровую завесу.

Таблица 8 –Перечень входных дискретных сигналов

Наименование параметра	Позиция	Диапазон	Ед. изм	Пред-аварийная сигнализация, уровень параметра, мин	Блокировка, уровень параметра, мин	Операции по отключению и включению, переключению к другому воздействию
Давление топлива на входе П-101	РА 639	0-639	Кгс /см		0	Отключить горелку

Таблица 9 –Перечень выходных дискретных сигналов

Наименование параметра	Позиция	Тип сигнала	Условия применения
Отключить горелку печи П-101 (закреть клапан подачи топлива)	GS 101	Сухой контакт	давление мазута на входе П-101 < 0,8кгс/см ² ; - давление мазута на выходе П-101 < 0,15 кгс/см ² ; температура мазута на выходе П-101 > 360 0С; температура дымовых газов П-101 > 550 0С; содержание кислорода в дымовых газах П-101 > 1 %
Отключить насос Н-100/1	HS 100-1	Сухой контакт	давление мазута на выходе П-101 < 0,15

			кгс/см ² ; температура мазута на выходе П-101 > 360 0С;кислород в газах П-101 > 1 %.
<i>Продолжение таблицы 9</i>			
Отключить насос Н-100/2	HS 100-2	Сухой контакт	давление мазута на выходе П-101 < 0,15 кгс/см ² ; температура мазута на выходе П-101 > 360 0С; содержание кислорода в дымовых газах П-101 > 1 %.
Открыть задвижку Т31 (пар в змеевик)	TS 31-1	Сухой контакт	давление мазута на входе П-101 < 0,8 кгс/см ² ;- давление мазута на выходе П-101 < 0,15 кгс/см ² ; температура мазута на выходе П-101 > 360 0С; температура дымовых газов П-101 > 550 0С; содержание кислорода в дымовых газах П-101 > 1 %.
Открыть задвижку Т32 (пар в паровую завесу)	TS 32-1	Сухой контакт	загазованность со стороны УМТ-2 > 50 %
Открыть задвижку Т33 (в дренаж)	TS 33-1	Сухой контакт	давление мазута на выходе П-101 < 0,15 кгс/см ² ; температура мазута на выходе П-101 > 360 0С; температура дымовых газов П-101 > 550 0С; содержание кислорода в дымовых газах П-101 > 1 %.

Открыть задвижку ТЗ4	TS 34-1	Сухой контакт	температура дымовых газов П-101 > 550 0С
----------------------	---------	---------------	--

Всоответствии с проведённым анализом информационная мощность системы может быть оценена количеством входных/выходных, аналоговых /дискретных сигналов (см. таблицу 10) [20].

Таблица 10 – Информационная мощность системы автоматизации

№	Наименование сигнала	Количество	Характеристика
1	Входные аналоговые	5	4 ... 20 мА
2	Входные дискретные	3	«сухой» контакт
3	Выходные аналоговые	0	
4	Выходные дискретные	12	«сухой» контакт

2.3 Функциональная схема автоматизации печи нагрева нефти

На рисунке 14 представлена функциональная схема автоматизации печи нагрева нефти. Печь предназначена для нагрева нефти до температуры 320 ... 340 С. При этой температуре практически все фракции лёгких углеводородов, за исключением мазута, переходят в газообразное состояние [21]. Процесс нагрева является крайне опасным и требует особого внимания со стороны системы управления и оператора. Процесс нагрева нефти сопровождается различными физическими явлениями, которые отрицательно влияют как на производительность, так и безопасность [22]. Основная задача системы управления заключается в распознании таких ситуаций, сигнализации об их наступлении, включении аварийных алгоритмов, позволяющих перевести печь в безопасное состояние.

Печь П-101 снабжена рядом блокировок и защит, обеспечивающих безопасность технологического процесса в аварийных ситуациях. Наиболее характерными аварийными ситуациями являются прогорание и закосовывание трубчатого змеевика печи. Процесс закосовывания связан с отложением солей, растворённых в нефти, на стенках змеевика [23]. Этот процесс достаточно длительный и может быть обнаружен при внимательном анализе параметров процесса.

Признаками прогорания змеевика является одновременное наступление следующих событий:

- падение давления на входе сырья;
- повышение температуры дымовых газов;
- повышение содержания кислорода в отходящих дымовых газах.

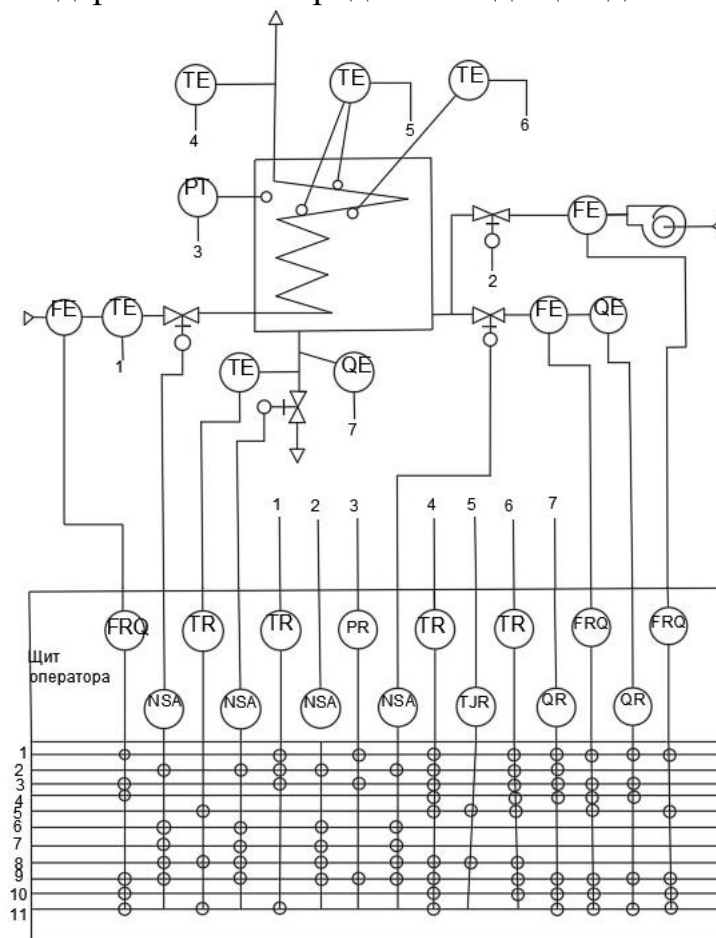


Рисунок 14 – Функциональная схема автоматизации печи нагрева нефти

Основным признаками закосовывания змеевика является одновременное наступление следующих событий:

- повышение давления нефти на входе;
- понижение давления нефти на выходе.

Для всех этих случаев действия по остановке печи должны быть одинаковыми [24].

Таблица 11 –Краткие технические характеристики БП60К

Выходные параметры	Значение
Номинальное напряжение, В	24
Номинальный ток, А	2,5

Номинальная мощность,Вт	60
Подстройка выходного напряжения, %	8
Допустимое отклонение напряжения, %	2
<i>Продолжение таблицы 11</i>	
Размах напряжения шума и пульсаций (межпиковое), Мв, не более	120
Напряжение питания переменного тока, В	85...264
Частота переменного тока, Гц	45...65
Напряжение питания постоянного тока, В	110...370
Номинальный ток потребления, не более, А	1, 25
Пусковой ток, не более,А	36
КПД при номинальной нагрузке, % не менее	85
Защиты	
Тип защиты от перегрузки ограничение выходного тока: -порог ограничения выходного тока, % от 1	104...116
Тип защиты от перенапряжения	150
Ограничение выходного напряжения: -порог ограничения выходного напряжения, % от U	
Срок эксплуатации, лет	10
Срок гарантийного обслуживания,годы	2
Средняя наработка на отказ, ч	5000
Масса, кг, не более	0,5
Возможность последовательного соединения	Есть
Возможность параллельного соединения	Есть
Тип автоматического выключателя	6А, тип Сири 10А, тип В

Разработка структурной схемы. Под структурной схемой в системах автоматизации понимают совокупность технических средств системы управления и связей между ними. Уровень детализации технических средств и связей может быть различным и определяется на этапе разработки проектной документации [25]. В настоящей работе уровень детализации ограничен отдельными изделиями: процессорным модулем, модулем ввода АИ, источниками электропитания ит.д. Так же на структурной схеме представлена станция оператора, но в настоящей работе она не рассматривается.

На рисунке 15 приняты следующие обозначения:

- 24 В Системное питание – источники питания постоянного тока (БП60К);
- 24 В Полевое питание – источники питания постоянного тока (БП60К);
- РС – процессорный модуль ПЛК200-01-CS;
- АИ – универсальный восьмиканальный модуль MB210-101 ввода аналоговых сигналов.

Структура взаимодействия полевых датчиков, преобразователей исполнительных механизмов с модулями ввода – вывода ПЛК- радиальная. Это означает, что для каждого полевого устройства выделена индивидуальная линия связи [26]. Количество проводов в этой линии зависит от типа устройства. Если это линия 4 ... 20 мА, то двухпроводная. Связь между ПЛК и модулем ввода АИ осуществляется по сети Ethernet [27].

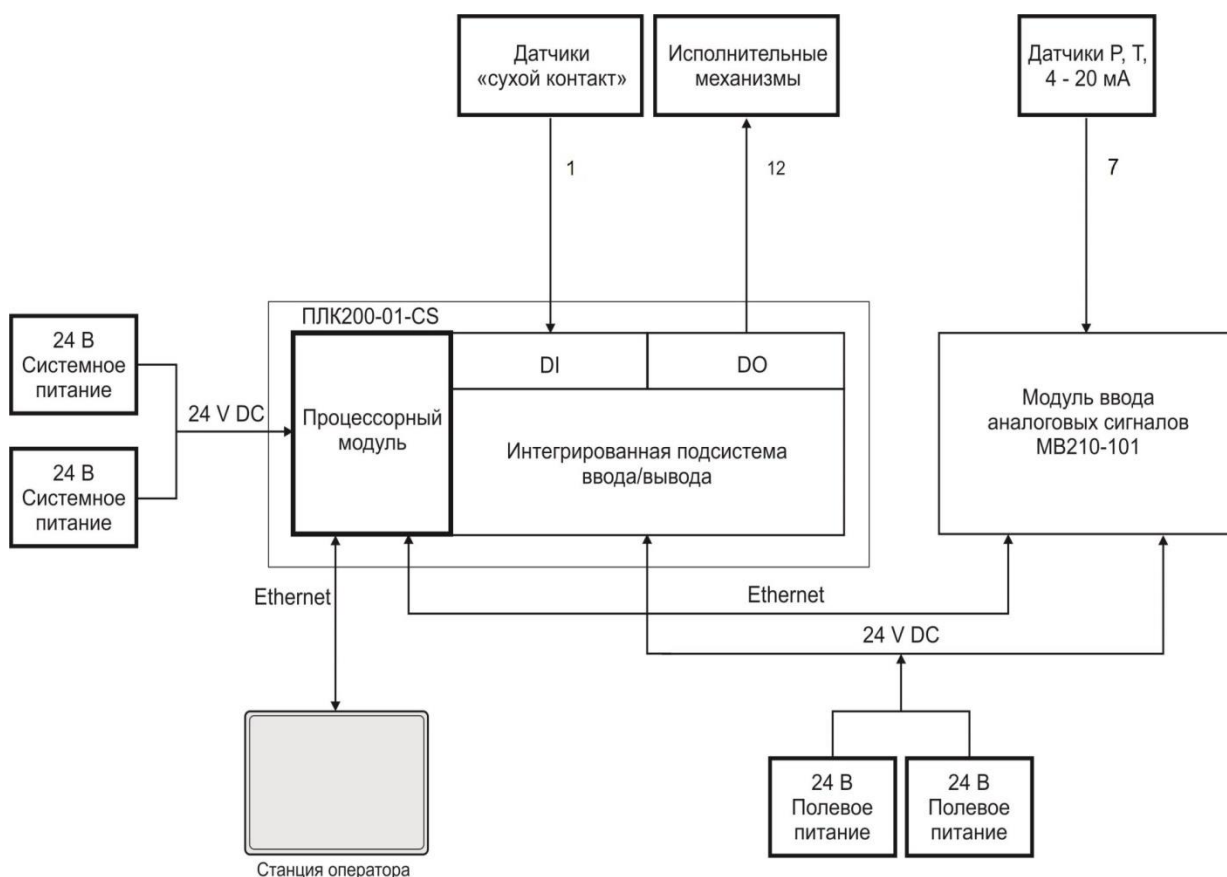


Рисунок 15 – Структурная схема системы автоматизации печи нагрева нефти

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения дипломной работы изучена системы контроля и управления печью нагрева нефти. Одним из основных недостатков системы управления является физический и моральный износ технических средств, прекращение выпуска оборудования.

В ходе выполнения работы проведён анализ технических и программных средств для реализации поставленных задач, изучена функциональная схема автоматизации печи и технологический регламент.

В работе предложен вариант модернизации системы управления на базе промышленного контроллера компании АСЫЛ ПЛК200 с дополнительными модулями ввода/вывода и датчиков технологических параметров. Все предложенное оборудование казахстанского производства и хорошо укладывается в современную концепцию импортозамещения.

Разработана структурная схема системы, разработаны схемы подключения датчиков и исполнительных механизмов к ПЛК. Выбор оборудования, которое устанавливается непосредственно на технологический процесс, произведён с учётом взрывобезопасности. Все датчики имеют маркировку по взрывозащите. Вид взрывозащиты d-взрывонепроницаемая оболочка.

В рамках выполнения ВКР разработаны алгоритмы и программы для управления оборудованием нефтебазы. Программы разработаны в среде Codesys 3.5 на языке SFC. В режиме симуляции проверена работоспособность программ для различных значений контролируемых параметров.

Дальнейшее развитие системы автоматизации может быть связано с разработкой современного интерфейса оператора на базе SCADA-системы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 ГОСТ 33272-2015 «Безопасность машин и оборудования. Порядок установления и продления назначенных ресурса, срока службы и срока хранения».
- 2 Производственное освещение. Безопасность жизнедеятельности в выпускной работе.-А.: Методические указания 2015. – 52 б.
- 3 Джембаева К.И., Лалазарян Н.В. Сбор и подготовка скважинной продукции на нефтяных месторождениях. –А.: 2000.- 254 с.
- 4 Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды.-М.: Недра, 1977. – 192 с.
- 5 Ткаченко И.В. Основы автоматизации производства и вычислительная техника.-М.: Недра, 1996 г.
- 6 Датчики-газоанализаторы термомагнитные ДАМ. Руководство по эксплуатации. ИБЯЛ.407111.002-03 РЭ ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Перечень опасных и вредных факторов. СП 51.13330.2011 «Защита от шума».
- 7 Безопасность жизнедеятельности. Учебник. Под ред. Э.А. Арустамова / 10-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во «Дашков и К», 2016. – 476 с; СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.
- 8 ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения».
- 9 ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения».
- 10 ГОСТ 22269-76 Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.
- 11 ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
- 12 Адельсон С.В. Технологический расчет и конструктивное оформление нефтезаводских печей.- М.-Л.: Гостоптехиздат, 1952.
- 13 Адельсон С.В. Процессы и аппараты нефтепереработки и нефтехимии. М.: Гостоптехиздат, 1983.
- 14 Алексеев Г.Н. Общая теплотехника: Учеб. пособие. М.: Высш. школа, 1990.- 552 с.
- 15 Амиров Я.С., Галеев Р.Г., Абызгильдин А.Ю. Безопасность жизнедеятельности, Кн. 4. Ч.Ш. Идентификация надежности и работоспособности топочно-нагревательных агрегатов. Методы расчета.- Уфа, 1999.- 288 с.
- 16 Глинков М.А. Основы общей теории печей.- М.: Металлургия, 1962.- 576 с.
- 17 Исламов М.Ш. Печи химической промышленности. 2-е изд., пер. и доп.- М.: Химия, 1985.- 432 с.
- 18 Казанцев Е.И. Промышленные печи. М.: Металлургия, 1964. 447 с.

19 Танатаров М.А., Ахметшина М.Н., Фасхутдинов Р.А. и др. Технологические расчеты установок переработки нефти: Учеб. пособие для вузов.- М.: Химия, 1987.- 352 с.

20 Тимонин А.С. Основы конструирования и расчета технологического и природоохранного оборудования: Справочник. Т.2.-Калуга: Изд-во Н.Бочкаревой, 2001.- 88 с.

21 Трубчатые печи: Каталог.-М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1990. 30 с.

22 Ентус Н.Р., Шарихин В.В. Трубчатые печи внефтехимической промышленности.- М.: Химия, 1987.- 304 с.

23 Ентус Н.Р. Трубчатые печи.-М.: Химия, 1977.- 224 с.

24 Скобло А.И., Трегубова И.А., Молоканов Ю.К., Процессы и аппараты нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, М.: Химия, 1982 г., 584 с.

25 Кузнецов А.А., Кагерманов С.М., Судаков Е.Н., Расчеты процессов и аппаратов нефтеперерабатывающей промышленности, Л.: Химия, 1974 г., 344 с.

26 Трубчатые печи: Каталог /Составители В.Е.Бакшалов, В.Ф.Дребенцов, Т.Г.Калинина, Н.И.Сметанкина, Е.И.Ширман, М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1985 г., 34 с.

27 Ткаченко И.В. Основы автоматизации производства и вычислительная техника.- М.:Недра, 1986.

ОТЗЫВ
НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на Дипломный проект

Сәкен Дінмұхамед Маратұлы

6B07103 – Автоматизация и роботизация

На тему: Автоматизация и управление печи для нагрева нефти

Дипломатом рассмотрена актуальная задача разработки системы автоматизированного управления процессом печи для нагрева нефти.

В первой части данного дипломного проекта был описан технологический процесс работы предприятия, приведено описание технологического процесса системы автоматизированного управления печи для нагрева нефти, разработана система автоматического регулирования процессом нагрева, рассмотрены методы и средства современной автоматизации нефтяных месторождений.

Во второй части произвелась разработка модернизированной системы управления процессом нагрева нефти, найдены точки контроля и регулирования технологических параметров и регулирующих воздействий, определены структуры АСУТП, выбраны технические средства измерения и автоматизации (основные виды и типы датчиков), исследована математическая модель регулирования уровня и нагрева нефти в сепараторе, в конечном итоге реализовалась проектная часть процесса управления процессом нагрева нефти.

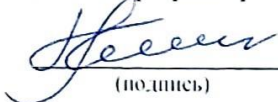
В процессе работы над дипломным проектом автор работы показал себя дисциплинированным, исполнительным и трудолюбивым студентом, с высоким уровнем теоретической подготовки.

Заключение: Считаю, что дипломат справился с поставленной задачей, дипломная работа соответствует требованиям, предъявляемым к дипломным работам по специальности 6B07103 – Автоматизация и роботизация. На основании характеристики выполненных исследований, уровня и качества выполненных результатов студент Сәкен Д.М. допускается к защите.

Научный руководитель

Научный канд. техн наук,

ассоц. профессор


(по.шньс)

Кошимбаев Ш.К.

«12» 06 2023 г.

РЕЦЕНЗИЯ

на Дипломный проект

Сәкен Дінмұхамед Маратұлы

6B07103 – Автоматизация и роботизация

На тему: Автоматизация и управление печи для нагрева нефти

Выполнено:

- а) графическая часть на 15 листах
б) пояснительная записка 40 страницах

ЗАМЕЧАНИЯ К РАБОТЕ

В данном дипломном проекте рассмотрена система автоматизации управления технологическим процессом нагрева нефти.

В нефтепереработке трубчатые печи используются для огневого нагрева и частичного испарения нефти и продуктов её переработки на установках АВТ, каталитического крекинга, риформинга и многих других.

Переработка нефти включает несколько стадий, которые могут быть объединены в единый технологический процесс, а также могут существовать отдельно, как обособленные установки.

В разделе «Автоматизация» сделан анализ процесса нагрева нефти с помощью аппарата нагрева как объекта автоматизации, разработана структура АСУ ТП. К среднему уровню относится АРМ оператора, реализующее функции контроля состояния основного оборудования, выбора режима управления, обработки сигналов, вывода информации о состоянии технологических объектов на экран монитора, накопления и передачи данных. В качестве микропроцессорного контроллера выбран ПЛК 200. Микропроцессорный контроллер объединен с центральной рабочей станцией в единую локальную вычислительную сеть и после начальной загрузки функционирует автономно, но может передавать и принимать информацию с верхнего уровня. Также в разделе выявлены основные контролируемые и регулируемые параметры. Сделан выбор и обоснование средств автоматизации данного процесса.

ЗАМЕЧАНИЕ

В дипломном проекте в описаниях схем и графиков есть маленькие ошибки.

Оценка работы

Считаю, что дипломный проект заслуживает оценки «хорошо», а студент Сәкен Д.М. присвоения академической степени бакалавр по специальности 6B07103 – Автоматизация и роботизация.

Рецензент

Доктор технических наук, профессор кафедры АиУ
АУЭиС им. Г. Даукеева



Биттеев Ш.Б.

2023 г.

Протокол анализа Отчета подобия Научным руководителем

Заявляю, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Сәкен Дінмұхамед Маратұлы

Название: Автоматизация и управление печи для нагрева нефти

Координатор: Кошимбаев Шамиль Кошимбаевич

Коэффициент подобия 1: 0%

Коэффициент подобия 2: 0%

Замена букв: 10

Интервалы: 0

Микропробелы: 0

Белые знаки: 0

После анализа Отчета подобия констатирую следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем, не допускаю работу к защите.

Обоснование: В результате проверки на антиплагиат были получены коэффициенты: Коэффициент подобия 1: 0 и Коэффициент подобия 2: 0. Работа выполнена самостоятельно и не несет элементов плагиата. В связи с этим, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите перед государственной комиссией.

«22» Август 2022 г.

Дата

Подпись Научного руководителя



**Протокол анализа Отчета подобия
заведующего кафедрой / начальника структурного подразделения**

Заведующий кафедрой / начальника структурного подразделения заявляет, что я ознакомился(-ась) с Полным отчетом подобия, который был сгенерирован Системой выявления и предотвращения плагиата в отношении работы:

Автор: Сәкен Дінмұхамед Маратұлы

Название: Автоматизация и управление печи для нагрева нефти

Координатор: Кошимбаев Шамиль Кошимбаевич

Коэффициент подобия 1: 0 %

Коэффициент подобия 2: 0 %

Замена букв: 10

Интервалы: 0

Микропробелы: 0


Белые знаки: 0

После анализа отчета подобия заведующий кафедрой / начальника структурного подразделения констатирует следующее:

- обнаруженные в работе заимствования являются добросовестными и не обладают признаками плагиата. В связи с чем, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите;
- обнаруженные в работе заимствования не обладают признаками плагиата, но их чрезмерное количество вызывает сомнения в отношении ценности работы по существу и отсутствием самостоятельности ее автора. В связи с чем, работа должна быть вновь отредактирована с целью ограничения заимствований;
- обнаруженные в работе заимствования являются недобросовестными и обладают признаками плагиата, или в ней содержатся преднамеренные искажения текста, указывающие на попытки сокрытия недобросовестных заимствований. В связи с чем не допускаю работу к защите.

Обоснование: В результате проверки на антиплагиат были получены коэффициенты: Коэффициент подобия 1: 0 и Коэффициент подобия 2: 0. Работа выполнена самостоятельно и не несет элементов плагиата. В связи с этим, признаю работу самостоятельной и допускаю ее к защите перед государственной комиссией.

«12 Марта 2023» г.
Дата


Подпись заведующего кафедрой /
начальника структурного подразделения

Окончательное решение в отношении допуска к защите, включая обоснование:

Дипломный проект допускается к защите.

«12 Марта 2023» г.
Дата


Подпись заведующего кафедрой /
начальника структурного подразделения