

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа	Инженерная школа энергетики
Направление подготовки	13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника
Отделение школы (НОЦ)	НОЦ И.Н. Бутакова

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Автоматизированная система управления процессом подогрева нефти
УДК 681.51:665.62.046.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ74	Айкина Наталья Сергеевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Иванова Евгения Владимировна	к.ф.-м.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп.	Атрошенко Юлиана Константиновна	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Куликова Ольга Александровна	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель профиля ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ИШФВП	Стрижак Павел Александрович	д.ф.-м.н., профессор		

Планируемые результаты освоения

Код	Результат обучения*	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Общие по направлению подготовки		
<i>расчетно-проектная и проектно-конструкторская деятельность:</i>		
P1	применять передовые знания и достижения для формулирования заданий на разработку проектных решений, проектировать инновационные теплоэнергетические и теплотехнические системы и оборудование, разрабатывать проектные решения, связанные с модернизацией технологического оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1***, УК-2, ПК-1, ПК-2), Критерий 5 АИОР (п.2.1)согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (40.011 «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам», 20.001 «Работник по оперативному управлению объектами тепловой электростанции», 20.014 «Работник по организации эксплуатации тепломеханического оборудования тепловой электростанции», 16.005 «Специалист по эксплуатации котлов, работающих на твердом топливе», 16.012 «Специалист по эксплуатации котлов на газообразном, жидком топливе и электронагреве», 16.065 «Инженер-проектировщик технологических решений котельных, центральных тепловых пунктов и малых теплоэлектроцентралей», 20.022 «Работник по оперативному управлению тепловыми сетями», 20.023 «Работник по расчету режимов тепловых сетей», 20.024 «Работник по ремонту оборудования, трубопроводов и арматуры тепловых сетей», 20.025 «Работник по эксплуатации оборудования, трубопроводов и арматуры тепловых сетей», 16.014 «Специалист по эксплуатации трубопроводов и оборудования тепловых сетей», 16.064 «Инженер-проектировщик тепловых сетей», 19.011 «Специалист по управлению балансами и поставками газа»)
<i>производственно-технологическая деятельность:</i>		
P2	интегрировать знания различных областей для разработки мероприятий по совершенствованию технологии производства, обеспечению экономичности, надежности и безопасности эксплуатации, ремонта и модернизации энергетического, теплотехнического и теплотехнологического оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI , требования профессиональных стандартов (40.011 «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам», 20.001 «Работник по оперативному управлению объектами тепловой электростанции», 20.014 «Работник по организации эксплуатации тепломеханического оборудования тепловой электростанции», 16.005 «Специалист по эксплуатации котлов, работающих на твердом топливе», 16.012 «Специалист по эксплуатации котлов на газообразном, жидком топливе и электронагреве», 20.022 «Работник по оперативному управлению тепловыми сетями», 20.023 «Работник по расчету режимов тепловых сетей», 20.024 «Работник по ремонту оборудования, трубопроводов и арматуры тепловых сетей», 20.025 «Работник по эксплуатации оборудования, трубопроводов и арматуры тепловых сетей», 16. «Специалист по эксплуатации трубопроводов и оборудования тепловых сетей», 16.064 «Инженер-проектировщик тепловых сетей», 19.011 «Специалист по управлению балансами и поставками газа»)
P3	применять современные методы и средства практической инженерной деятельности в теплоэнергетике, теплотехнике и теплотехнологиях	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ПК-5, ПК-6), Критерий 5 АИОР (пп. 1.6, 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (40.011 «Специалист по научно-исследовательским и опытно-

¹ ** - универсальные компетенции из СУОС ТПУ (для 2017 г. приема - приказ № 2226 от 01.03.2017 г).

		конструкторским разработкам», 20.001 «Работник по оперативному управлению объектами тепловой электростанции», 20.014 «Работник по организации эксплуатации тепломеханического оборудования тепловой электростанции», 16.005 «Специалист по эксплуатации котлов, работающих на твердом топливе», 16.012 «Специалист по эксплуатации котлов на газообразном, жидком топливе и электронагреве», 20.022 «Работник по оперативному управлению тепловыми сетями», 20.023 «Работник по расчету режимов тепловых сетей», 20.024 «Работник по ремонту оборудования, трубопроводов и арматуры тепловых сетей», 20.025 «Работник по эксплуатации оборудования, трубопроводов и арматуры тепловых сетей», 16. «Специалист по эксплуатации трубопроводов и оборудования тепловых сетей», 16.064 «Инженер-проектировщик тепловых сетей», 19.011 «Специалист по управлению балансами и поставками газа»)
P4 (P6)	применять знания нетехнических ограничений инженерной деятельности, разрабатывать мероприятия по безопасности жизнедеятельности персонала и населения, предотвращать экологические нарушения	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ПК-9), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (40.011 «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам», 20.001 «Работник по оперативному управлению объектами тепловой электростанции», 20.014 «Работник по организации эксплуатации тепломеханического оборудования тепловой электростанции», 16.005 «Специалист по эксплуатации котлов, работающих на твердом топливе», 16.012 «Специалист по эксплуатации котлов на газообразном, жидком топливе и электронагреве», 20.022 «Работник по оперативному управлению тепловыми сетями», 20.023 «Работник по расчету режимов тепловых сетей», 20.024 «Работник по ремонту оборудования, трубопроводов и арматуры тепловых сетей», 20.025 «Работник по эксплуатации оборудования, трубопроводов и арматуры тепловых сетей», 16. «Специалист по эксплуатации трубопроводов и оборудования тепловых сетей», 16.064 «Инженер-проектировщик тепловых сетей», 19.011 «Специалист по управлению балансами и поставками газа»)
<i>научно-исследовательская деятельность:</i>		
P5 (P4)	применять глубокие знания для планирования и постановки задачи инновационного инженерного исследования, выявлять приоритеты решения задач, выбирать и создавать критерии оценки, применять инновационные методы исследования, проводить исследования, критически интерпретировать, публично представлять и обсуждать результаты научных исследований	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ПК-7), Критерий 5 АИОР (пп.2.4, 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (20.001 «Работник по оперативному управлению объектами тепловой электростанции», 20.014 «Работник по организации эксплуатации тепломеханического оборудования тепловой электростанции», 16.005 «Специалист по эксплуатации котлов, работающих на твердом топливе», 20.022 «Работник по оперативному управлению тепловыми сетями», 20.025 «Работник по эксплуатации оборудования, трубопроводов и арматуры тепловых сетей», 16. «Специалист по эксплуатации трубопроводов и оборудования тепловых сетей», 19.011 «Специалист по управлению балансами и поставками газа»)
<i>организационно-управленческая деятельность:</i>		
P6 (P5)	руководить коллективом специалистов различных направлений и квалификаций, действовать в нестандартных ситуациях, принимать организационно-управленческие решения и нести за них ответственность при организации	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, ОК-2, ПК-8, ПК-10), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (40.011 «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам», 20.001 «Работник по оперативному управлению объектами

	работ, разрабатывать мероприятия по предотвращению экологических нарушений	тепловой электростанции», 20.014 «Работник по организации эксплуатации тепломеханического оборудования тепловой электростанции», 16.005 «Специалист по эксплуатации котлов, работающих на твердом топливе», 16.012 «Специалист по эксплуатации котлов на газообразном, жидком топливе и электронагреве», 20.022 «Работник по оперативному управлению тепловыми сетями», 20.023 «Работник по расчету режимов тепловых сетей», 20.024 «Работник по ремонту оборудования, трубопроводов и арматуры тепловых сетей», 20.025 «Работник по эксплуатации оборудования, трубопроводов и арматуры тепловых сетей», 16. «Специалист по эксплуатации трубопроводов и оборудования тепловых сетей», 16.064 «Инженер-проектировщик тепловых сетей», 19.011 «Специалист по управлению балансами и поставками газа»)
<i>педагогическая деятельность:</i>		
P7	осуществлять педагогическую деятельность в области профессиональной подготовки	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК-11), Критерий 5 АИОР (пп.1.1, 1.2, 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 01.004 «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)
<i>Универсальные компетенции</i>		
P8	мыслить абстрактно, обобщать, анализировать, систематизировать и прогнозировать, принимать решения в сложных инженерных задачах с технической неопределенностью и недостатком информации	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, ОК-1, ОК-2), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P9	использовать творческий потенциал, саморазвиваться, самореализовываться	Требования ФГОС (УК-6, ОК-3), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
P10	использовать иностранный язык для эффективного взаимодействия в профессиональной сфере	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-4, УК-5, ОПК-3), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI
Профиль 4		
P14	применять современные методы и средства практической инженерной деятельности в автоматизированных системах управления технологическими процессами в теплоэнергетике и теплотехнике	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ПК-6, ПК-10), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессиональных стандартов (40.012 Профессиональный стандарт «Специалист по метрологии», 40.057 Профессиональный стандарт «Специалист по автоматизированным системам управления производством», 40.061 Оператор-наладчик автоматических линий

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа энергетики
 Направление подготовки 13.04.01 Теплоэнергетика и теплотехника
 Отделение школы (НОЦ) НОЦ И.Н. Бутакова

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
П.А. Стрижак
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации
(бакалаврской работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
5БМ74	Айкиной Наталье Сергеевне

Тема работы:

Автоматизированная система управления процессом подогрева нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	06.05.2019 №3502

Срок сдачи студентом выполненной работы:	3.06.2019
--	-----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Проектирование автоматической системы управления процессом подогрева нефти. Цикл подогрева нефти непрерывный. Величина температуры на выходе из печи подогрева нефти должна составлять не более 90 °С. В качестве регулирующего устройства использовать программируемый логический контроллер.
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1) аналитический обзор по литературным источникам (технология объекта, структуры автоматизации, технических средств контроля и автоматизации); 2) проектная разработка автоматизированной системы управления процессом подогрева нефти; 3) численное исследование процесса теплопереноса при нагревании нефти 6) обсуждение результатов выполненной работы 7) финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 8) социальная ответственность; 9) заключение по работе.
Перечень графического материала	1) схема структурная; 2) схема функциональная; 3) схема принципиальная электрическая; 4) схема соединений внешних проводов; 5) общий вид шкафа управления и автоматизации.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Основной раздел	Атрошенко Юлиана Константиновна ст. преп. НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Киселева Елена Станиславовна Доцент ОСГН ШБИП
Социальная ответственность	Куликова Ольга Александровна Доцент ООД ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Обзор теоретических работ	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп. НОЦ И.Н. Бутакова ИШЭ	Атрошенко Юлиана Константиновна	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ74	Айкина Наталья Сергеевна		

Оглавление

Введение	12
1 Системы и установки подогрева нефти и нефтепродуктов	14
2 Анализ объекта автоматизации.....	19
2.1. Устройство и принцип работы печи	19
2.2. Входные и выходные параметры.....	23
2.3. Описание алгоритмов работы печи	25
3 Моделирование процесса теплопереноса при нагревании нефти в печи	28
3.1. Теплообмен в трубах печи	28
3.2. Физическая и математическая модель	33
3.3. Методы решения	37
3.4. Алгоритм решения	38
3.5. Численное исследование процесса теплопереноса при нагревании нефти ..	42
4 Система автоматизированного управления работой печи. Разработка структуры АСУ	51
4.1 Автоматизация установки подогрева нефти	51
4.2 Функции АСУ работой печи подогрева нефти	52
4.3 Описание структуры проектируемой системы управления	53
4.4 Выбор схемы регулирования	54
5 Выбор технических средств автоматизации и контроля.....	58
5.1 Выбор датчиков давления	58
5.2. Выбор термопреобразователей.....	60
5.3 Выбор датчика контроля и индикации пламени.....	61
5.4 Выбор датчика расхода газа.....	62
5.5 Выбор датчика расхода нефти	62
5.6 Выбор электрического привода с блоком управления.....	63
5.7 Выбор регулирующего устройства	65
6 Проектирование принципиальной схемы АСУ установки подогрева нефти	71

7 Проектирование монтажной схемы АСУ установки подогрева нефти.....	72
8 Конструкторская разработка шкафа управления и автоматики установки подогрева нефти	73
9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	76
9.1 Предпроектный анализ	77
9.1.1 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	77
9.1.2 SWOT-анализ.....	78
9.1.3 Оценка готовности проекта к коммерциализации.....	80
9.1.4 Методы коммерциализации результатов научно-технического исследования.....	81
9.2 Инициация проекта	82
9.2.1 Цели и результат проекта	82
9.2.2 Организационная структура проекта	83
9.3 Планирование управления научно-техническим проектом.....	83
9.3.1 Контрольные события проекта	83
9.3.2 План проекта.....	84
9.3.3 Бюджет научного проекта	85
9.4. Оценка абсолютной эффективности проекта.....	90
Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».....	91
10 Социальная ответственность.....	93
Введение.....	93
10.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	93
10.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	94
10.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	94
10.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создавать объект исследования.....	95

10.2.1 Отклонение показателей микроклимата	96
10.2.2 Недостаточная освещенность	97
10.2.3 Повышенный уровень шума на рабочем месте	98
10.2.4 Повышенное значение напряжения в электрической цепи	99
10.2.5 Экологическая безопасность.....	100
10.2.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	101
Заключение по разделу «Социальная ответственность»	102
Заклучение.....	104
Список литературы.....	105
Приложение А <i>(обязательное)</i> Automated process control system for heating oil	112

Графический материал:	На отдельных листах
ФЮРА.421000. 001 С1	Автоматизированная система управления процессом подогрева нефти. Схема структурная
ФЮРА.421000. 001 С2	Автоматизированная система управления процессом подогрева нефти. Схема функциональная
ФЮРА.421000. 001 С3	Автоматизированная система управления процессом подогрева нефти. Схема электрическая принципиальная
ФЮРА.421000. 001 С4	Автоматизированная система управления процессом подогрева нефти. Схема внешних проводок
ФЮРА.421000. 001 СБ	Автоматизированная система управления процессом подогрева нефти. Схема общего вида шкафа управления и автоматики

СОКРАЩЕНИЯ

АСР – автоматическая система регулирования;

ПТБ-10 – печь трубная блочная;

АР – автоматический регулятор;

ИМ – исполнительный механизм;

ТОУ – технологический объект управления;

РО – регулирующий орган.

.

Реферат

Дипломный проект 125 страниц, 17 рисунков, 34 таблицы, 1 приложение, 72 источника, 7 листов графического материала.

Ключевые слова: нефть, нефтяная эмульсия, процесс горения топлива, конвекция, орёберные трубы, система автоматического управления.

Объектом разработки проекта является трубчатая блочная печь ПТБ-10, которая предназначена для нагрева нефти и нефтяных эмульсий при их транспорте и промысловых подготовках.

Целью работы является численный анализ условий подогрева нефти в установках, основанных на сжигании газа, определение условий наиболее эффективного подогрева, предотвращающего застывание нефти на стенках подогревателя, выявление оптимального способа регулирования расхода топливного газа, разработка автоматизированной системы управления процессом подогрева нефти.

В результате разработана система автоматизированная система управления процессом подогрева парафинистой нефти с высокой температурой застывания.

Введение

Автоматизация является очень важной составляющей жизни современного общества. Нефтяная промышленность является важнейшей составной топливно-энергетического комплекса.

Ежегодно Россия добывает около 550 миллионов тонн нефти. За 2018 год достигнут рекордный объем добычи нефти, который составил 603,9 млн. т. [1]. Наибольшие объемы нефтедобычи приходятся на Ханты-Мансийский автономный округ (Приобское, Самотлорское, Лянторское и другие месторождения региона), Ямало-Ненецкий АО, Ханты-Мансийский АО и Республика Татарстан. На указанные регионы приходится около 65 % добываемой в России нефти. Наиболее эффективными месторождениями нефти сегодня являются Ванкорское (Красноярский Край) и Русское (Ямало-Ненецкий АО) [2]. Анализ географии месторождений показывает, что нефть добывается, преимущественно, в условиях низких температур и в условиях вечной мерзлоты.

Нефть, добываемая на разных месторождениях, может существенно отличаться по своим свойствам. Так, по плотности нефть разделяют на легкую ($\rho < 0,83 \text{ г/см}^3$), среднюю ($0,83 \leq \rho \leq 0,86 \text{ г/см}^3$) и тяжелую ($\rho > 0,86 \text{ г/см}^3$). Отличными для разных нефтей являются также такие параметры как температура начала кипения, температура кристаллизации, которую определяет соотношение легких и парафиновых фракций, вязкость, удельная теплоемкость и удельная теплота сгорания, электрическая проводимость, температура вспышки, зависящая от количества растворенных природных газов [3].

Транспортировка нефти по трубопроводам связана с большими трудностями. При понижении температуры увеличивается вязкость нефти (нефтяной эмульсии), и, как следствие, при ее транспортировке по трубопроводам увеличивается гидравлическое сопротивление. Вязкость – важнейшее технологическое свойство нефти, определяющее ее подвижность в пластовых

условиях для добычи или при транспортировке по магистральным нефтепроводам [3].

В условиях пониженных температур нефтепродукты становятся «застывающими», высоковязкими, из-за чего затрудняется пуск нефтепровода после его остановки, транспортировка продукта на дальние расстояния. Низкая температура при перекачке парафинистой нефти приводит к «замораживанию» нефтепровода до полного прекращения подачи. В связи с этим температурному режиму транспортировки нефти уделяется значительное внимание: разрабатываются способы подогрева, новые конструкции подогревательных установок и т.д.

Целью настоящей работы является численный анализ условий подогрева нефти в установках, основанных на сжигании газа, определение условий наиболее эффективного подогрева, предотвращающего застывание нефти на стенках подогревателя, разработка автоматизированной системы управления процессом подогрева парафинистой нефти с высокой температурой застывания, а также выявление оптимального способа регулирования расхода топливного газа.

1 Системы и установки подогрева нефти и нефтепродуктов

Нефтепродукты условно разделяют на светлые и темные. К светлым относятся нефтя, бензины, керосины, светлое печное топливо, дизельные топлива. Светлые смеси углеводородов дороже темных, так как уже очищены от содержащихся в исходной нефти аморфных и окрашенных веществ и имеют бóльшую эффективность. Темными нефтепродуктами считаются все виды мазутов (флотские, топочные), моторные топлива, газотурбинные и дистиллятные масла, вакуумные газойли, битумы и гудроны. Такие продукты имеют темный цвет, так как в состав входят тяжелые остатки первичной и вторичной переработки нефти.

Плотность темных смесей углеводородов выше светлых. Так, плотность битумов – 0,95–1,5 г/см³, дистиллятных масел – 0,91–0,98 г/см³, мазутов – 0,89–1,0 г/см³, гудрона – 0,99–1,0 г/см³. Без затруднений происходит транспортировка светлых нефтепродуктов в холодное время года. Транспортировка темных нефтепродуктов создает проблемы, связанные с понижением температуры воздуха, темные нефтепродукты становятся более вязкими, теряют текучесть, и их транспортировка становится невозможной. В таблице 1 приведена зависимость вязкости от температуры для минерального моторного масла и бензина [4].

Таблица 1– Изменение кинематической вязкости нефтепродуктов от температуры

Нефтепродукт	Температура, °C				
	+20	+10	0	-10	-20
Моторное масло, м ² /с	100	300	1000	5000	10000
Бензин, м ² /с	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9

Из таблицы 1 видно, что вязкость масла резко возрастает с понижением температуры, тогда как вязкость бензина незначительно зависит от температуры.

Добыча нефтепродуктов в условиях низких температур, а иногда и в условиях вечной мерзлоты, сопряжена с возникновением больших гидравлических потерь, обусловленных работой сил вязкого трения между слоями жидкости, а также силами взаимодействия между контактирующим парафином и жидкостью. Существует ряд методов, направленных на снижение гидравлических потерь, например, строительство лупингов, уменьшение скорости течения, увеличение диаметра труб, уменьшение шероховатости стенок, но наиболее важным для трубопроводной транспортировки высоковязкого нефтяного продукта является снижение вязкости [5].

Основными способами снижения вязкости нефтепродуктов добавление разжижающих компонентов или термический подогрев [6]. Подогрев продуктов необходим для нефтей с высоким содержанием асфальтосмолистых веществ (до 25 %) и парафина [7].

Растворители (депрессорные присадки, керосин, углеводородный конденсат) значительно улучшают реологические свойства нефти и улучшают прокачиваемость нефти с высоким содержанием парафина [8].

Подогрев нефти используют, как для уменьшения вязкости нефти, так и для улучшения реологических свойств, проводят при транспортировке нефти удаленным потребителям, на нефтяных промыслах и на нефтеперерабатывающих заводах [9, 10]. На нефтяном промысле подогрев нефти проводят на установках подготовки нефти и у устьев скважин при деэмульсации (термический способом или в сочетании с другими) в трубчатых печах до температуры 40–85 °С, работающих, как правило, на нефтяном газовом топливе [11]. Подогрев нефти ускоряет разделение нефтяных эмульсий, позволяет добиться более глубокого обезвоживания и обессоливания нефти [12]. Подогрев выполняется в специальных печах тепловых станций при транспортировке нефти удаленным потребителям по магистральным трубопроводам, которые устанавливают на трассе через 100–130 км [13].

В современных установках применяют различные источники тепловой энергии для подогрева нефтепродуктов: горячие газы, нефтепродукты, электроэнергию, водяной пар и горячую воду [14].

Циркуляционный подогрев выполняется разогревом нефтепродукта той же средой, но предварительно подогретой в теплообменниках [15].

Водяной пар является распространенным методом нагрева, с высокой теплопередачей и теплосодержанием, легкой транспортировкой и не представляет опасности возгорания. Обычно используется насыщенный пар с давлением 0,3–0,4 МПа, обеспечивающий нагрев нефтепродукта до 80–100 °С. Нагрев острым (открытым) паром заключается в подаче насыщенного пара непосредственно в нефтепродукт, где он конденсируется [16]. Необходимость удаления воды из обводненного нефтепродукта является существенным недостатком.

Использование горячего масла в качестве хладагента осуществляется, когда необходимо нагреть тугоплавкие нефтепродукты теплоносителем с высокой температурой вспышки, то есть когда невозможно использовать горячий пар и воду.

Наиболее эффективным источником тепла является электричество, однако использование электричества приводит к значительному увеличению затрат. Горячий электрический нагреватель может воспламенить пары нефтепродуктов.

Применение горячей воды осуществляют, при наличии её большом объеме из-за того, что теплосодержание воды ниже теплосодержания насыщенного пара в 5–6 раз и приводит к снижению эффективности процесса [17].

Использование горячих газов ограничено из-за низкой теплоемкости, низкого коэффициента теплопередачи, а также из-за сложного метода их сбора, из-за этого этот тип теплоносителя используется только при нагреве нефтепродуктов в трубчатых нагревателях на нефтеперерабатывающих заводах и автоцистернах [17].

Подогрев трубчатых нагревателей представляет собой передачу тепла от пара к нагретому продукту через стенки нагревателя. В этом случае прямой контакт охлаждающей жидкости с нефтепродуктом исключается, пар, поступающий в трубчатый нагреватель, передает тепло масляному продукту через стенку нагревателя, и полученный конденсат отводится наружу, тем самым предотвращая обводнение нефтепродукта [18].

Способ нагревания нагретым сжатым воздухом высокого давления заключается в том, что струя горячего сжатого воздуха направляется снизу вверх непосредственно в нефтепродукт, что сопровождается образованием паровоздушной пены на поверхности с последующим разрывом, что в итоге приводит к разрыву, обезвоживанию нефтепродуктов и нефти [19].

Подогрев электропроводником при помощи нагревательного кабеля, а также использование термоленты – проводника прямоугольного сечения большой протяженности относятся к нетрадиционному способу подогрева нефти.

Лента прикреплена к трубопроводу с использованием диэлектрического материала с высокой адгезией, теплопроводностью и термостойкостью. После монтажа ленты на трубу наносится теплоизоляционный материал с низкой теплопроводностью [20].

Известны установки подогрева нефти в резервуарах при помощи капиллярно-пористой структуры [21]. При использовании данного метода можно достичь высокую скорость нагрева резервуара при помощи легкокипящей жидкости. В таких установках среда, находящаяся на стенках резервуара, заполненного вязким нефтепродуктом, при помощи трубок с капиллярно-пористой структурой содержащих легкокипящую жидкость нагревается при помощи манифольдной линии, что делает эту технологию экономичнее по сравнению с применяемыми системами.

Сущность изобретения заключается в том, что при нагреве легкокипящая жидкость испаряется, поднимаясь вверх по капиллярно-пористой структуре, нагревает резервуар. После чего, когда жидкость наверху остыла и вернулась в первоначальное агрегатное состояние, при помощи капиллярно-пористой структуры остывшая легкокипящая жидкость за очень маленький промежуток времени опускается вниз для повторного нагрева при помощи манифольдной линии и процесс повторяется [22].

Другим малоизвестным способом нагрева нефти является индукционный подогрев [23]. Устройство запускается как обычный скребок, нагревательный элементом вперед. Вихревые токи, возникающие в катушке, нагревают поверхностный слой металла внутренней стенки трубы, тепло передается восковым отложениям, в результате чего тонкий слой парафина плавится рядом с трубой [24].

За счет этого улучшается степень очистки, уменьшается продольная сила, необходимая для очистки (снижает рабочее давление), улучшается скольжение скребка, что позволяет увеличить скорость проникновения, уменьшить износ и сократить время работы. При индукционном нагреве трубопроводов капитальные затраты в 1,5 раза меньше, чем при паровом нагреве. Электронагрев позволяет просто регулировать температуру, а конструкция системы электрообогрева для трубопроводов проще, чем конструкция парового отопления [25].

В данной работе рассматривается подогрев нефти в трубных печах, так как в качестве источника энергии используется попутный топливный газ в качестве топлива для горелок, установки подогрева нефти соответствуют высоким требованиям по надежности, уровню автоматизации и управления, безопасности, эксплуатационным и экономическим параметрам, а также обладают высокими показателями экологичности.

2 Анализ объекта автоматизации

2.1. Устройство и принцип работы печи

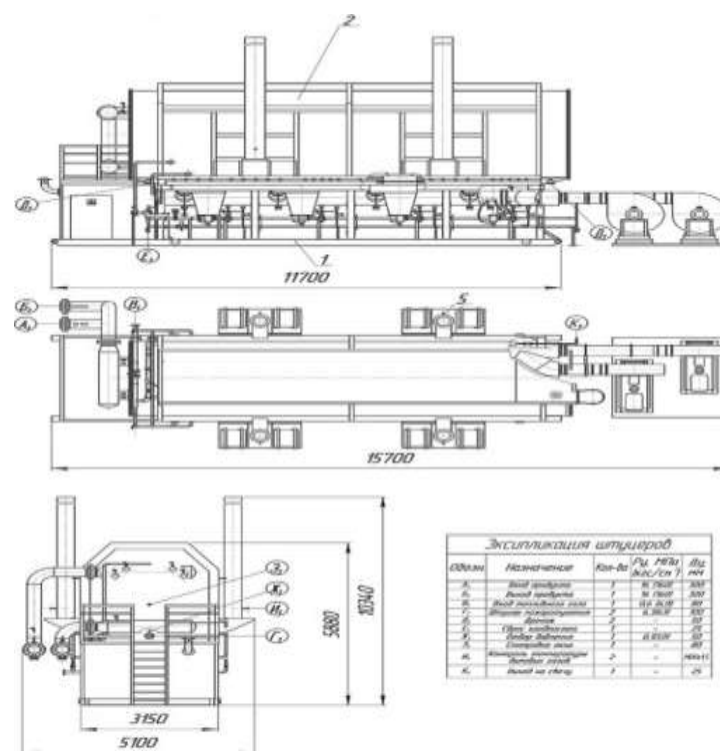
Как отмечено выше, наиболее распространенным способом подогрева нефти является подогрев ее в трубчатых блочных печах.

В рамках магистерской диссертации рассматривается трубчатая блочная печь ПТБ-10, предназначенная для нагрева нефтяных эмульсий и нефти при их промышленной подготовке и транспорте [26].

Характерной особенностью печей этого типа является более благоприятный режим теплового поверхностного нагрева по сравнению с другими печами, обеспечивающий «мягкий» нагрев продукта в змеевиках и, тем самым, предотвращающий образование кокса. Режим, при котором поверхность змеевиковых труб получает равномерный нагрев, достигается созданием достаточного равномерного поля по всему внутреннему объему камеры теплообмена за счет интенсивной рециркуляции продуктов сгорания топлива [27].

В состав трубной печи входит три основных блока: блок основания печи, теплообменная камера и блок вентиляторного агрегата. Печь состоит из четырех блоков взрывных клапанов, четырех дымоходов, сборочных единиц для входа и выхода нефти, трубопроводов для змеевиков газового отопления, сервисной платформы и стремянки. Габаритный чертеж ПТБ-10 представлен на рисунке 2.1.

Камера теплообмена представляет собой металлический теплоизолированный корпус, внутри которого размещены участки змеевика труб. В теплообменной камере осуществляется процесс теплообмен между продуктами сгорания топливного газа, омывающего наружные поверхности змеевиков, и нагреваемым нефтепродуктом, движущимся внутри змеевика. Для контроля загазованности в торцевой крышке монтируется трубопровод для отбора проб [27].



Основные сборочные единицы ПТБ-10(А) :

- 1) блок основания печи;
- 2) камера теплообменная;
- 3) блок дилитаторного агрегата;
- 4) труба дымовая;
- 5) взрывной клапан

Рисунок 2.1 – Габаритный чертеж ПТБ-10

Камера теплообмена установлена на базовом блоке печи, представляющем собой стальную сварную конструкцию.

В камере теплообмена происходит процесс теплообмена между продуктами сгорания газообразного топлива, омывающего наружные поверхности труб секций змеевика и нагреваемой средой, движущейся внутри змеевиков [28].

Четыре камеры сгорания (реакторы сгорания) для сжигания топливного газа, линии подачи топливного газа в камеры сгорания и их пилотные горелки, воздухопровод принудительной подачи воздуха размещены в блоке основания печи. Печь оборудована четырьмя дымоходами для выхода охлажденных продуктов сгорания в атмосферу.

В помещении подготовки топлива размещаются запорная, регулирующая и отсечная арматура, проводится монтаж датчиков, исполнительных устройств и устройств, поставляемые с системой автоматизации.

Для принудительной подачи воздуха к камерам сгорания на отдельной раме со стороны помещения подготовки топлива размещен нагнетатель воздуха, включающий в свой состав центробежный вентилятор, электродвигатель его привода и соединяющую их передачу. Вентиляторный агрегат включает также в свой состав приемный и нагнетательный воздуховоды.

Холодная нефть поступает в коллектор камеры теплообмена, откуда поступает в камеру теплообмена печи, где при ее движении через секции змеевика происходит нагрев от продуктов сгорания топливного газа, сжигаемых в камерах сгорания. Нагретый продукт из секций змеевиков поступает в коллектор, из которого по единому трубопроводу поступает в трубопроводную систему промысла [29].

При достижении скорости движения продуктов сгорания во внутреннем объеме теплообменной камеры происходит рециркуляция, осуществляемая принудительной подачей воздуха в камеры сгорания. Благодаря принудительной подаче воздуха можно добиться обеспечения хорошего смешивания топливного газа с воздухом.

Помещение для подготовки топлива выполнено в виде металлического помещения, с размещенной в нем запорной арматуры, регулирующих клапанов, предохранительных устройств и их трубопровода.

Нефтяная эмульсия нагревается при передвижении через змеевик за счет тепла продуктов сгорания топливного газа, сжигаемого в камерах сгорания и поступающего в пространство теплообменной камеры, после чего нефть направляется на дальнейшую подготовку.

Таблица 2 – Технические характеристики [30]

Параметр	Значение
Полезная тепловая мощность печи, МВт (Гкал/ч)	11,6 (10)
Производительность по нагреваемому продукту, кг/с (т/ч), не более: - нефтяная эмульсия, обводненностью (10...25) % масс, при t=20 °С	115,7 (416,6)
Температура, К(°С) -на входе продукта в печь, в пределах -нагрева продукта, не более -средняя самой холодной пятидневки, не ниже -абсолютная минимальная окружающего воздуха, не ниже	278...323 (5...50) 363 (90) 233 (минус 40) 223 (минус 50)
Нагреваемая среда	нефть, нефтяная эмульсия
Давление в продуктовом змеевике, МПа (кгс/см ²) -рабочее, не более -расчетное -пробное гидравлическое	6,3 (63) 6,3 (63) 8,2 (82)
Вид топлива	природный или нефтяной попутный газ
Характеристика топливного газа: -теплота сгорания, МДж/м ³ (кКал/нм ³), в пределах -содержание сероводорода, объемная доля, %, не более Расход топливного газа, м ³ /с (м ³ /ч)	35...60 (8365...14340) 0,02 0,44(1600)
Давление топливного газа, МПа (кгс/см ²), в пределах: - на входе в печь (после ГРП) - перед камерой сгорания - перед запальной горелкой	0,15-0,3 (1,5-3) 0,005-0,05 (0,05-0,5) 0,05-0,15 (0,5-1,5)
Нагреваемая среда – нефть, нефтяная эмульсия, пластовая вода, газ с содержанием, % моль, не более: - сероводород H ₂ S - двуокись углерода CO ₂	0,01 1,0

Продолжение таблицы 2

Параметр	Значение
Расход воздуха, $\text{нм}^3/\text{ч}$	24000
Коэффициент полезного действия, %, не ниже	80
Тягодутьевое устройство	Вентилятор В-Ц6-28-10
Мощность электродвигателя вентилятора, кВт	75
Мощность электродвигателя вентилятора, кВт	75
Коэффициент полезного действия, не ниже %	70
Масса печи в нерабочем состоянии, кг, не более:	47000
в том числе:	
- камера теплообменная	28543
- блок основания печи	9050
- блок вентиляторного агрегата	4500
Габаритные размеры (длина x ширина x высота), мм, не более:	
- печь	15590x5370x10350
- камера теплообменная	10190x3250x3580
- блок основания печи	11640x3150x2712
- блок вентиляторного агрегата	2400x1320x2025
Показатели надежности:	
- средний ресурс до капитального ремонта, лет	3,5
- средний срок службы, лет	10,0

2.2. Входные и выходные параметры

В качестве объекта управления трубчатая выбрана блочная печь ПТБ-10, представляющая собой сложную систему, которую можно описать набором входных и выходных параметров, а также возмущающими воздействиями (рис. 2.2) [31].

К входным относятся сразу несколько параметров, такие как давление газа, температура нефти на входе, давление холодной и подогретой нефти, а также наличие пламени запальных горелок., тогда как выходной параметр всего один - температура нефти на выходе. Блочная печь осуществляет регулирование температуры изменением расхода греющей газовой смеси.

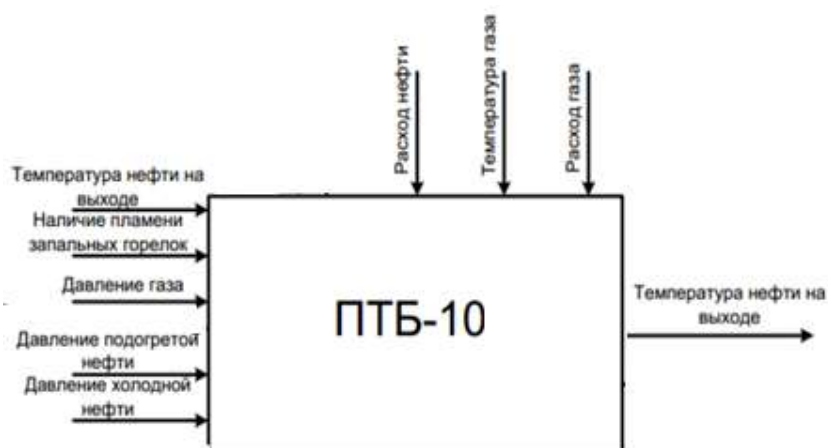


Рисунок 2.2 – Входные и выходные параметры печи

Датчик реагирует на изменение температуры нефтяной нефти на выходе из печи, обнаруживает и отправляет сигнал на автоматический регулятор, выдающий управляющий сигнал и передающий его на исполнительный механизм [32]. При этом двигатель начинает вращения в зависимости от увеличения или уменьшения температуры в ТОУ, в направлении, соответствующему открытию/закрытию клапана, соединенного через редуктор с выходным валом двигателя. При изменении положения заслонки, приводящее к изменению расхода газозооушной смеси, происходит изменение температуры в ТОУ [33].

Главными задачами автоматизации трубчатой печи являются обеспечение надежности и оптимизация процесса контроля температуры и горения готового продукта [34]. Принципиальная схема регулирования температуры нефти на выходе печи показана на рис. 2.3.

Нагреваемый продукт поступает во впускной коллектор, где контролируются его параметры (температура и давление), а затем направляется в камеру теплообмена.

Теплообмен в камере осуществляется между продуктами сгорания газообразного топлива, омывающего наружные поверхности труб змеевика, и нагреваемой нефтью, протекающей в трубопроводах [35].

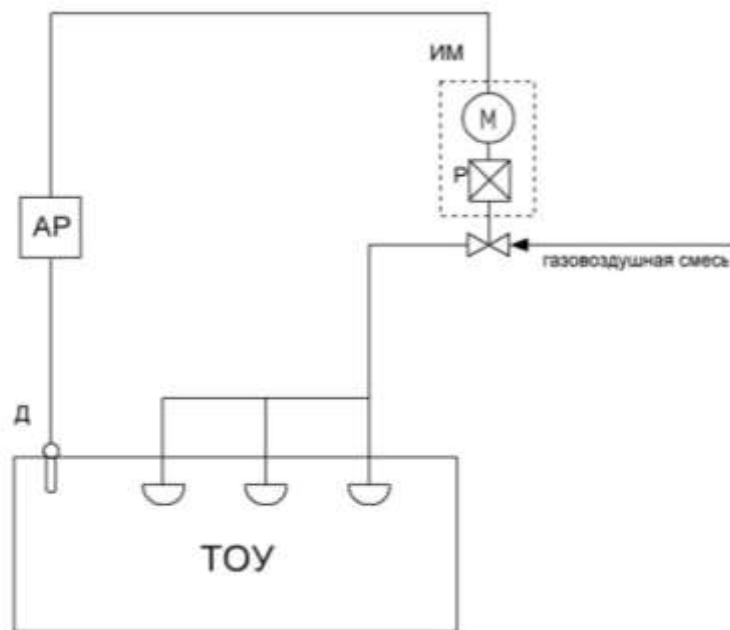


Рисунок 2.3 – Функциональная схема контура управления:

ТОУ – технологический объект управления; АР – автоматический регулятор; ИМ – исполнительный механизм, включающий в себя двигатель (М) и редуктор (Р); РО – регулирующий орган – заслонка клапана; Д – датчик

В камере теплообмена, помимо змеевика нагрева нефти, имеется змеевик для нагрева топливного газа, нагревающийся до температуры 65 °С в зимний период эксплуатации.

Топливный газ подается в печь из автономный гидроразрыв пласта через нагреваемый змеевик или в обход его в зависимости от температуры окружающей среды [36]. Переключение потока газа в этом случае осуществляется запорными элементами. В случае повышения давления газа в отсоединенном змеевике выше входного, происходит его переток через обратный клапан.

2.3. Описание алгоритмов работы печи

Процесс работы печи состоит из пяти режимов: ЗАЖИГАНИЕ, ОБОГРЕВ, РАБОТА, ОСТАНОВ [37].

Запуск печи осуществляется из режима ОСТАНОВ по команде оператора, при этом не должно быть никаких факторов, препятствующих запуску печи. Разрешение на зажигание печи контролируется автоматически.

После того, как оператор инициирует команду ЗАЖИГАНИЕ, происходит переход в режим ВЕНТИЛЯЦИЯ. В то же время камера теплообмена печи обдувается воздухом с помощью воздуходувки в течение 5 минут. После продувки газ проверяется в течение 1 минуты. Если содержание газа составляет 50%, печь переключится в режим ОСТАНОВ, и процесс запуска печи необходимо будет повторить снова, а если содержание газа составляет 20 %, продувка не заканчивается, пока превышение содержания газа не исчезнет.

При отсутствии загазованности газа включается режим ЗАЖИГАНИЕ, при котором горючий газ подается в горелки, и искра включается на 0,5 минуты. После того, как пламя появляется на всех четырех горелках, напряжение разрядников сбрасывается, открывается затвор подачи топливного газа в камеры сгорания и подается основной газ. Если сигнал индикатора пламени не появляется хотя бы на одной горелке, выдается сообщение и зажигание прекращается.

После появления основного пламени зажигательный газ перекрывается, и печь переключается в режим ОБОГРЕВ и прогревается в течение 5 минут до набора уставки по температуре нагреваемой жидкости.

По окончании прогрева печь переходит в режим РАБОТА, при котором температура нефти на выходе из печи поддерживается автоматически путем регулирования давления газа.

В случае блокировки розжига (работы) печи на на любой стадии, возникает причина блокировки, производится отсечка газа и остановочная продувка в течении 5 мин.

Останов печи производится по команде оператора. В результате, прекращается подача газа на горелки, закрывается регулирующий затвор по газу и

печь переходит в режим ВЕНТИЛЯЦИЯ. По истечении 5 минут печь переходит в режим СТОП.

3 Моделирование процесса теплопереноса при нагревании нефти в печи

3.1. Теплообмен в трубах печи

Трубчатая печь включает в себя радиационную и конвекционную камеры. В камере сгорания располагается экран, поглощающий тепло за счет излучения. В конвекционной камере расположены трубы, воспринимающие тепло за счет конвекции, при воздействии дымовых газов с поверхностью нагрева. При прохождении сырья через конвекционные и лучистые трубы происходит поглощение тепла. При сгорании топлива излучающая поверхность получает большую часть тепла. При охлаждении дымовых газов до 700-900 °С тепло передается излучением. Снижение температуры дымовых газов до более низких значений часто неоправданно, так как в этом случае излучающая поверхность работает с более низким тепловым напряжением нагревающей поверхности [38].

Эффективность конвективного теплообмена незначительно зависит от температуры дымовых газов, поэтому тепло передается таким образом, когда теплообмен излучением недостаточно эффективен. Таким образом, конвекционная поверхность использует тепло дымовых газов и обеспечивает их охлаждение до температуры, при которой значение КПД аппарата будет экономически обоснованным.

Если тепло дымовых газов можно использовать для других целей, например, для нагревания воздуха или для производства пара, то наличие конвекционной поверхности для нагрева сырья не является необходимым, или размеры этой поверхности могут быть значительно уменьшены. При небольшой производительности иногда используются печи без конвекционной поверхности, которые проще в конструктивном отношении, но имеют низкий КПД. Характерной особенностью этой печи является наклонное расположение форсунок в нижней части печи, обеспечивающих контакт горелки с поверхностью стенки, расположенной посередине камер. С помощью форсунки в топочную

камеру этой печи подается распыленное топливо, а также нагретый или холодный воздух, необходимый для горения. Высокая степень рассеивания топлива обеспечивает его интенсивное смешивание с воздухом и более эффективное сгорание.

Контакт горелки с поверхностью стенки вызывает повышение ее температуры; излучение исходит не только от факела, но и от этой раскаленной стены. Тепло, выделяемое при сгорании топлива, расходуется на повышение температуры дымовых газов и частиц горящего топлива.

Температура, размер и конфигурация факела зависят от температуры и количества воздуха, подаваемого для горения топлива, способа подвода воздуха, от конструкции и нагрузки форсунки, расхода форсуночного пара, теплотворной способности топлива, величины лучистой поверхности (степени экранирования топки) и др.

При повышении температуры воздуха увеличивается температура факела, повышается скорость горения и сокращаются размеры факела. Размеры факела уменьшаются и с увеличением (до известного предела) количества воздуха, поступающего в печь, поскольку избыток воздуха ускоряет процесс сжигания топлива. При недостаточном количестве воздуха факел растянутый, топливо не сгорает полностью, что приводит к потере тепла. Чрезмерное количество воздуха недопустимо из-за увеличения потерь тепла с отходящими дымовыми газами и более интенсивного окисления (образования накипи) поверхности нагрева.

Воздух, необходимый для горения, часто подводят к устью форсунки, т.е. к началу факела. В некоторых форсунках топливо распыляется воздухом, который в этом случае вводится в топку совместно с топливом. Во внутренней полости стен печей ряда конструкций размещается канал для подачи так называемого вторичного воздуха, позволяющий подводить необходимый для горения воздух по длине факела, что повышает температуру излучающей стенки и способствует более равномерной передаче тепла радиацией [16].

В такой печи тепло передается излучением от горелки, излучающей стенки и трехатомных газов (диоксид углерода, водяной пар, диоксид серы), которые обладают избирательной способностью поглощать и испускать лучи определенной длины волны. Часть лучей через пространство между трубами попадает на поверхность кладки, вдоль которой расположены эти трубы; эти лучи нагревают сцепление. В свою очередь, нагретая каменная кладка излучает, и часть энергии поглощается той частью поверхности труб, которая обращена к стене каменной кладки.

Средние излучающие стены с плоским пламенем, а также другие стены каменной кладки, которые имеют трубы (экранированная часть каменной кладки) или не имеют труб (неэкранированные), называются вторичными излучателями.

Излучающие трубы получают тепло не только за счет излучения, но и от контакта дымовых газов с поверхностью труб, имеющей более низкую температуру (передача тепла посредством свободной конвекции). Из общего количества тепла, поглощаемого излучающими трубами, значительная часть 85-90 % передается излучением, остальная часть – конвекцией.

Наружная поверхность труб излучает некоторое количество тепла, т.е. имеет место процесс взаимоизлучения, при этом температура поверхности труб вследствие непрерывного отвода тепла сырьем, проходящим через трубы, значительно ниже температуры других источников излучения и поэтому в итоге взаимоизлучения через поверхность радиантных труб сырью передается необходимое количество тепла.

В результате теплообмена, осуществляемого в камере сгорания, дымовые газы охлаждаются и попадают в конвекционную камеру, в которой они вступают в контакт с более холодной поверхностью конвекционных труб (принудительная конвекция). В конвекционной камере передача тепла также осуществляется за счет излучения трехатомных дымовых газов и от излучения стен каменной кладки. Наибольшее количество тепла в конвекционной камере передается

конвекцией; оно достигает 60-70 % от общего количества тепла, воспринимаемого этими трубами. Теплообмен излучением от газов составляет 20-30 %, в среднем около 10 % тепла переносится излучением со стен каменной кладки конвекционной камеры. Основным фактором, определяющим эффективность теплопередачи конвекцией, является скорость движения дымовых газов, поэтому при проектировании трубчатых печей они стремятся обеспечить ее наибольшее значение. Это достигается путем размещения минимального количества труб в одном горизонтальном ряду и выбора минимального расстояния между осями труб.

При повышении скорости дымовых газов в камере конвекции увеличивается сопротивление потоку газов, что и ограничивает выбор величины скорости, при этом сокращение числа труб в одном горизонтальном ряду приводит к увеличению высоты камеры конвекции. Это обстоятельство влияет на выбор допустимой скорости движения дымовых газов в камере конвекции.

Ключевым фактором, определяющим эффективность теплопередачи, является способ размещения змеевиков в конвекционной камере. При расположении труб в шахматном порядке тепло передается эффективнее, чем при расположении коридорным методом за счет интенсивной турбулентности потока дымовых газов и, как следствие, лучшей обтекаемости труб. При одинаковом значении скорости дымовых газов шахматное расположение труб обеспечит теплопередачу на 20-30 % эффективнее по сравнению с коридорной. Уменьшение диаметра труб также способствует более интенсивному переносу за счет лучшей обтекаемости труб и из-за возможности более компактного расположения, которое позволяет создавать более высокие скорости дымовых газов. При уменьшении диаметра дымовой трубы скорость подачи сырья увеличивается и увеличивается сопротивление движению нагретого потока. Во избежание повышенного сопротивления при применении печных труб меньшего диаметра, а также для печей большой производительности движение сырья осуществляется

двумя или несколькими параллельными потоками.

Эффективность передачи тепла улучшается при оребрении наружной поверхности конвекционных труб, поскольку в камере конвекции теплопередача к сырью, проходящему по трубам, ограничивается теплообменом от дымовых газов и, следовательно, при оребрении трубных змеевиков увеличивается поверхность соприкосновения дымовых газов с трубами и осуществляется передача большего количества тепла.

Теплопередача конвекцией зависит от температурного напора, то есть от разности температур между дымовыми газами и нагретым сырьем. Как правило, эта разность температур убывает в направлении движения дымовых газов, так как температура дымовых газов снижается на большую величину, чем при этом повышается температура сырья.

Когда температура сырья увеличивается на один градус, дымовые газы охлаждаются на пять-семь градусов. Наибольший температурный напор возникает на входе дымовых газов в конвекционную камеру, а наименьшее - на их выходе. По этой причине количество тепла, поглощаемого трубами, уменьшается в направлении дымовых газов.

В конвекционной камере эффективная толщина слоя газа определяется расстоянием между соседними рядами труб. Снижение температуры дымовых газов в направлении их движения снижает теплоотдачу за счет излучения от них.

Конвекционные трубы, расположенные в первых рядах по ходу дымовых газов, получают больше тепла, как за счет конвекции, так и за счет излучения и поэтому в отдельных случаях их теплонапряженность может быть выше теплонапряженности радиантных труб.

Для анализа физических процессов в настоящее время широко применяются методы математического моделирования. Современные специализированные и унифицированные программные пакеты представляют большие возможности при моделировании различных процессов разных уровней

сложности. В рамках настоящей ВКР для моделирования процессов используется программный комплекс Matlab.

3.2. Физическая и математическая модель

Змеевики предназначены для нагрева нефтяных эмульсий и нефти до заданных параметров. В работе рассмотрены змеевики из гладких и оребренных труб. Материал трубы – углеродистая жаропрочная (нержавеющая) Сталь 20, ст.09Г2С. Диаметр трубы составляет 150 мм, толщина стенки 4,5 мм. На рисунке 3.1 представлено изображение гладкой трубы.

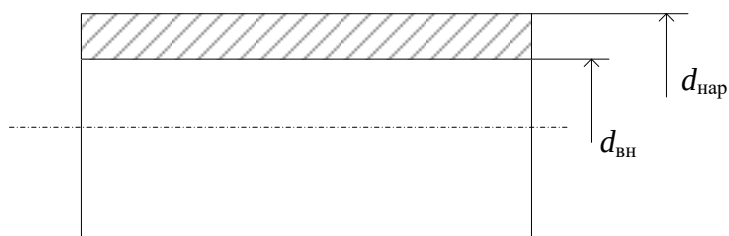


Рисунок 3.1 – Изображение гладкой трубы печи

Рассмотрим оребренные трубы высотой ребра 15 мм, шаг 25 мм и толщиной ребра 2,5 мм, изображение которого представлено на рисунке 3.2. [39].

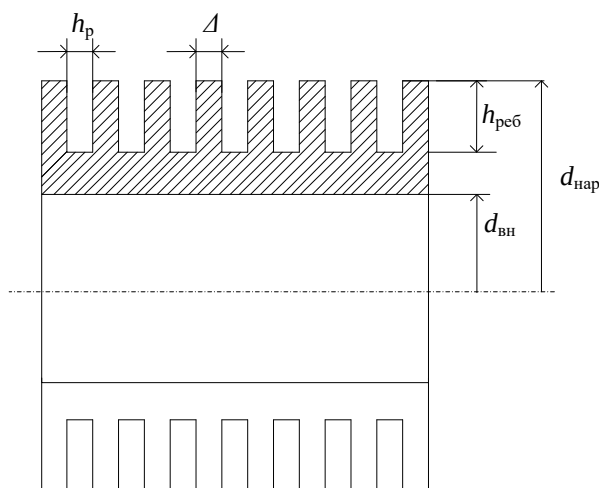


Рисунок 3.2 – Изображение оребренной трубы печи

Для выполнения сравнительного анализа влияния параметров оребрения на процесс теплопереноса, а также для сравнения характеристик нагревания технологической среды для различных ее параметров (легкая, средняя, тяжелая нефть) выполнено численное решение задачи теплопереноса для соответствующих областей решения (рис. 3.3).

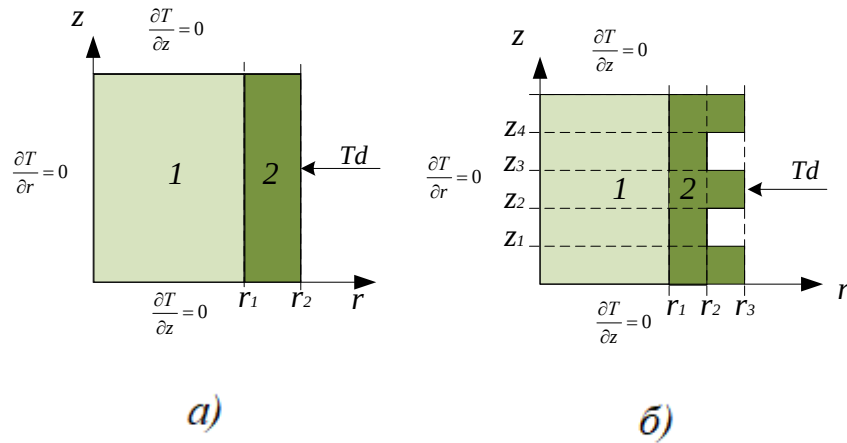


Рисунок 3.3 – Схема области решения задачи теплопроводности для гладких (а) и оребренных (б) труб: r – радиальная координата, z – вертикальная координата, 1 – нефть, 2 – материал стенок трубопровода

Для области решения, показанной на рис. 3.3, а, математическая модель описывается системой дифференциальных уравнений [40]:

$$c_1 \cdot \rho_1 \cdot \frac{\partial t_1}{\partial t} = \lambda_1 \left(\frac{\partial^2 t_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_1}{\partial r} + \frac{\partial^2 t_1}{\partial z^2} \right), t > 0, 0 < r < r_1, 0 < z < H; \quad (3.1)$$

$$c_2 \cdot \rho_2 \cdot \frac{\partial t_2}{\partial t} = \lambda_2 \left(\frac{\partial^2 t_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 t_2}{\partial z^2} \right), t > 0, r_1 < r < R, 0 < z < H, \quad (3.2)$$

где λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·К); r – радиальная координата, м; c – удельная теплоемкость, Дж/(кг·К); z – осевая координата, м; ρ – плотность, кг/м³; индексы: 1 – нефть, 2 – материал стенки трубопровода.

Начальные условия определяют распределение температуры трубопроводе в начальный момент времени:

$$t=0; t=t_0, 0 < r < R, t=0; t=t_0, 0 < z < H, \quad (3.3)$$

где $t_0 = 40^\circ\text{C}$ – температура нефти на входе в подогревательную установку.

На внутренней границе $r=r_1$ «подогреваемая нефть – стенка трубопровода» заданы граничные условия IV рода:

$$\begin{aligned} T_1(r_1, z) &= T_2(r_1, z); \\ -\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial r} \Big|_{r=r_1} &= -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} \Big|_{r=r_1}. \end{aligned} \quad (3.4)$$

Для области, показанной на рис. 3.3, б, математическая модель представляет собой систему дифференциальных уравнений:

$$c_1 \cdot \rho_1 \cdot \frac{\partial t_1}{\partial t} = \lambda_1 \left(\frac{\partial^2 t_1}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_1}{\partial r} + \frac{\partial^2 t_1}{\partial z^2} \right), r < r_1, 0 < z < H; \quad (3.5)$$

$$c_2 \cdot \rho_2 \cdot \frac{\partial t_2}{\partial t} = \lambda_2 \left(\frac{\partial^2 t_2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_2}{\partial r} + \frac{\partial^2 t_2}{\partial z^2} \right), r_1 < r < r_2, 0 < z < H; \quad (3.6)$$

$$r_2 < r < r_3, 0 < z < z_1, z_2 < z < z_3, z_4 < z < H;$$

$$c_3 \cdot \rho_3 \cdot \frac{\partial t_3}{\partial t} = \lambda_3 \left(\frac{\partial^2 t_3}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial t_3}{\partial r} + \frac{\partial^2 t_3}{\partial z^2} \right), \quad (3.7)$$

$$r_2 < r < r_1, z_1 < z < z_2; r_2 < r < r_1, z_3 < z < z_4;$$

Начальные условия соответствуют указанным выше. На внутренних границах заданы граничные условия IV рода, которые приведены в таблицу 3.1

Таблица 3.1 – Граничные условия для системы уравнений 3.5-3.7

Краевые условия	Граница области решения	Краевые условия	Граница области решения
$T_1(r_1, z) = T_2(r_1, z);$ $-\lambda_1 \frac{\partial T_1}{\partial r} \Big _{r=r_1} = -\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} \Big _{r=r_1}$	$0 < z < H$	$T_2(r, z_1) = T_3(r, z_1);$ $-\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial z} \Big _{z=z_1} = -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} \Big _{z=z_1}$ $T_2(r, z_3) = T_3(r, z_3);$ $-\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial z} \Big _{z=z_3} = -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} \Big _{z=z_3}$	$r_2 < r < r_3$

Краевые условия	Граница области решения	Краевые условия	Граница области решения
$T_2(r_2, z) = T_3(r_2, z);$ $-\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial r} \Big _{r=r_2} = -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial r} \Big _{r=r_2}$	$z_1 < z < z_2$ $z_3 < z < z_4$	$T_2(r, z_2) = T_3(r, z_2);$ $-\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial z} \Big _{z=z_2} = -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} \Big _{z=z_2}$ $T_2(r, z_4) = T_3(r, z_4);$ $-\lambda_2 \frac{\partial T_2}{\partial z} \Big _{z=z_4} = -\lambda_3 \frac{\partial T_3}{\partial z} \Big _{z=z_4}$	$r_2 < r < r_3$

На внешней границе $r=R$ трубопровода задается значение теплового потока для цилиндрической стенки [40]:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda_2 \cdot (t_z - t_n)}{\ln(d / d_{\text{вн}})}, \quad (3.7)$$

где t_z – температура дымовых газов, °C; d – наружный диаметр трубы, м; $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр трубы, м.

На границе $r=0$ задается условие симметрии $\partial t / \partial r = 0$, $t \geq 0$.

Теплофизические характеристики [41–43] материалов и веществ в области решения задачи теплопереноса приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Теплофизические характеристики материалов и веществ [41–43]

№ элемента	Наименование элемента, материала и вещества	Коэффициент теплопроводности λ , Вт/(м·К)	Удельная теплоемкость c , Дж/(кг·К)	Плотность ρ , кг/м ³
1	Супер легкая	0,112	2100	780
1	Сверх легкая	0,114	2100	800
1	Легкая нефть	0,118	2100	850
1	Средняя нефть	0,121	2100	900
1	Тяжелая нефть	0,129	2100	1000
2	Стенка (сталь Ст20)	51	498	7834
3	Дымовые газы (при $t=700$ °C)	0,827	1239	0,363
3	Дымовые газы (при $t=900$ °C)	0,100	1290	0,301
3	Дымовые газы (при $t=1200$ °C)	0,1262	1340	0,240

Примечание. № элемента в первом столбце принимается в соответствии с рисунком 3.2

При численном моделировании в области решения, показанной на рисунке 3.3, сделаны следующие допущения, которые не накладывают существенных ограничений на общность постановки задачи:

- 1) теплофизические характеристики материалов существенно не изменяются в температурном интервале и считаются постоянными;
- 2) так как решение задачи теплопереноса проводится в целях сравнительного анализа влияния на процесс теплопередачи свойств нефти и внешней конструкции трубопроводов (оребрение) скорость течения среды на начальном этапе принята равной нулю ($v=0$).

3.3. Методы решения

Решение систем нестационарных дифференциальных уравнений, приведенных в п. 3.1, с соответствующими граничными условиями выполняется методом конечных разностей [41–43]. Разностные аналоги дифференциальных уравнений решаются локально-одномерным методом. Решение нелинейных уравнений осуществляется методом простых итераций. Одномерные разностные уравнения решаются методом прогонки на основе неявной четырехточечной разностной схемы.

Дифференциальные операторы в приведенных уравнениях заменяются на конечно-разностными аналогами:

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{T_i^{n+1} - T_i^n}{\tau}, \quad (3.8)$$

где τ – шаг по времени.

Поэтому дифференциальные уравнения (по координате r) приведены к разностной форме вида [41–43]:

$$c_1 \cdot \rho_1 \cdot \frac{T_i^{n+1} - T_i^n}{\tau} = \frac{\lambda}{r_i \cdot h^2} \left[r_{i+\frac{1}{2}} \cdot T_{i+1}^{n+1} - \left(r_{i-\frac{1}{2}} + r_{i+\frac{1}{2}} \right) \cdot T_i^{n+1} + r_{i-\frac{1}{2}} \cdot T_{i-1}^{n+1} \right], \quad (3.9)$$

где n – количество шагов по временной сетке, i – количество шагов по пространственной координате.

Дифференциальные уравнения (по координате z):

$$c_1 \cdot \rho_1 \cdot \frac{T_i^{n+1} - T_i^n}{\tau} = \lambda \left(\frac{T_{i+1}^{n+1} - 2 \cdot T_i^{n+1} + T_{i-1}^{n+1}}{h^2} \right) \quad (3.10)$$

Полученные системы уравнений сводились к трехдиагональному виду и решались методом прогонки:

$$A \cdot T_{i+1}^{n+1} - B_i \cdot T_i^{n+1} + C_i \cdot T_{i-1}^{n+1} = F_i, \quad (3.11)$$

$$\text{где } A_i = C_i = \frac{\lambda}{h^2}, \quad B_i = \frac{2 \cdot \lambda}{h^2} + \frac{\rho \cdot c}{\tau}, \quad F_i = -\frac{\rho \cdot c}{\tau} \cdot T_i^n.$$

Чтобы избежать снижения точности расчета, количество пространственных узлов для решения задач (пп. 2.1–2.5) выбрано не менее 160 для каждой из координат. Шаг по временной сетке варьировался в пределах от 10^{-2} до 10^{-3} с для снижения объема вычислений: для получения результатов численного моделирования выбирался меньший шаг, тогда как при отладке программ и тестовых вычисления выбирался больший шаг.

3.4. Алгоритм решения

Алгоритмы решения задач теплообмена описаны ниже на примере модели теплопереноса в гладкой трубе представлены на рисунке 3.2, *а*.

Переход к разностным уравнениям осуществлялся локально-одномерным методом [40, 45]. Область решения была разделена на пространственную сетку представлена на рисунке 3.4.1, *а*.

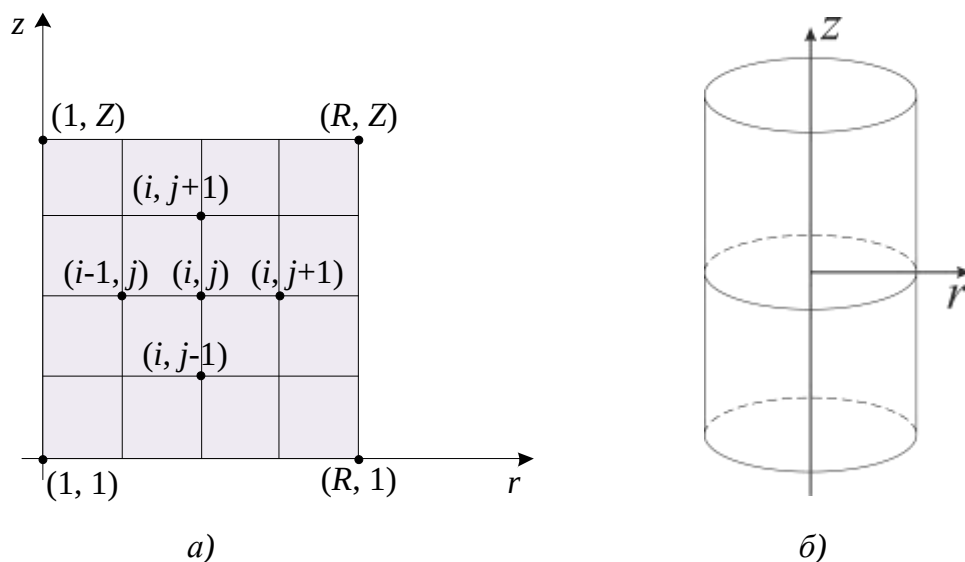


Рисунок 3.4.1 – Разностная сетка области решения задачи теплопереноса (а) и геометрическое представление задачи по радиальной координате (б)

Согласно локально-одномерной схеме А.А. Самарского шаг по времени реализовывается в два этапа. В каждом промежуточном шаге по времени выполнялась дискретизация двумерных уравнений (3.1), (3.2) в направлении оси r , т.е. выполнялся переход к одномерным уравнениям в радиальных координатах (рисунок 3.3, б), после чего выполнялась дискретизация уравнений (3.1), (3.2) в направлении оси z (см. рисунок 3.3).

Начальные прогоночные коэффициенты находились из левого граничного условия – условия симметрии:

$$\begin{aligned}\alpha_1 &= 1; \\ \beta_1 &= 0.\end{aligned}\tag{3.12}$$

Прогоночные коэффициенты в каждой подобласти (позиции 1, 2 на рисунок 3.2, а) рассчитывались на основании характеристик материалов (таблица 3.2) [40, 45].

На границе «нефть – стенка трубы» ($r=r_1$) для нахождения прогоночных коэффициентов применялись граничные условия IV рода, согласно с которыми коэффициенты α и β рассчитывались по формулам:

$$\alpha_i^* = \frac{2 \cdot a_1 \cdot a_2 \cdot \tau \cdot \lambda_2}{2 \cdot a_1 \cdot 2_2 \cdot \tau \cdot (\lambda_2 + \lambda_1 \cdot (1 - \alpha_{i-1})) + h^2 \cdot (\lambda_1 \cdot a_2 + \lambda_2 \cdot a_1)}, \quad (3.13)$$

$$\beta_i^* = \frac{2 \cdot a_1 \cdot a_2 \cdot \tau \cdot \lambda_1 \cdot \beta_{i-1} + h^2 \cdot (\lambda_1 \cdot a_2 + \lambda_2 \cdot a_1) \cdot T_i^n}{2 \cdot a_1 \cdot 2_2 \cdot \tau \cdot (\lambda_2 + \lambda_1 \cdot (1 - \alpha_{i-1})) + h^2 \cdot (\lambda_1 \cdot a_2 + \lambda_2 \cdot a_1)}, \quad (3.14)$$

где a_1 , a_2 – коэффициенты температуропроводности материалов 1 и 2 соответственно.

На остальных границах для вычисления прогоночных коэффициентов использовались аналогичные выражения.

Решение выполняется последовательно в каждом направлении двумерной системы координат, пока текущее значение времени не превысит максимальное заданной длительности работы ТЭП. Для окончания вычислений необходимо получение максимальной длительности работы ТЭП и температуры спая термопары значения измеряемой температуры не более 1 %.

На рисунке 3.4.2 представлена блок-схема, поясняющая разработанный алгоритм решения задач теплопроводности.

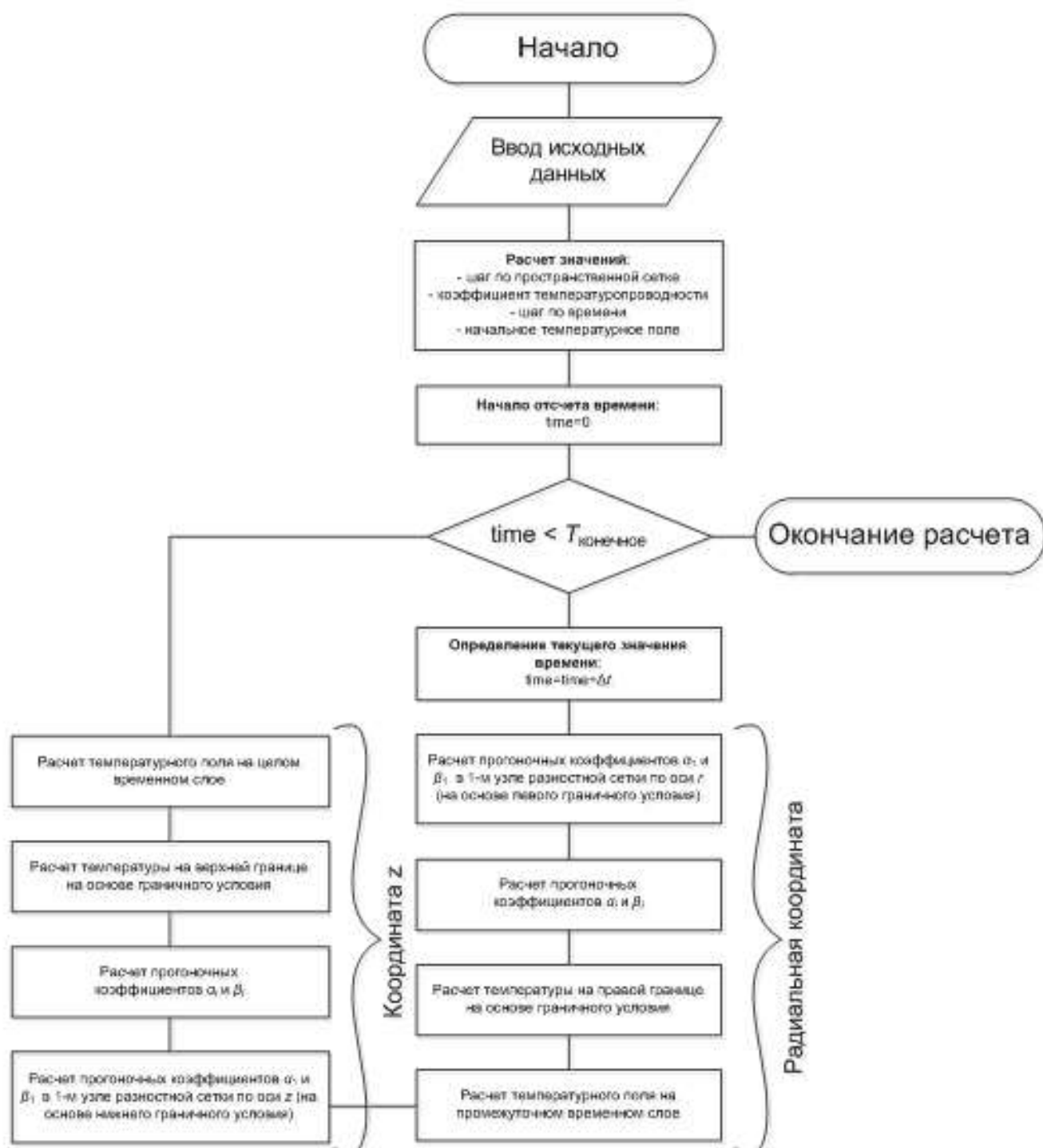


Рисунок 3.4.2 – Блок-схема алгоритма решения задачи теплопереноса [40]

3.5. Численное исследование процесса теплопереноса при нагревании нефти

Исследование выполнялось в два этапа. На первом этапе оценивалось влияние свойств нефти на необходимую продолжительность нагревания, а также выполнялся расчет температурного поля для гладких и оребренных труб. Влияние конвективного теплообмена на первом этапе не учитывалось. На втором этапе для оценки влияния скорости течения среды на интенсивность конвективного теплообмена рассчитывался критерий Нуссельта, являющийся показателем соотношения конвективного теплообмена и теплообмена за счет теплопроводности.

Для различных типов нефти (в зависимости от плотности) определены требуемые длительности нагревания для достижения температур в диапазоне от 50 до 90 °С при начальной температуре 30 °С. Полученные значения показаны на рис. 3.5.1.

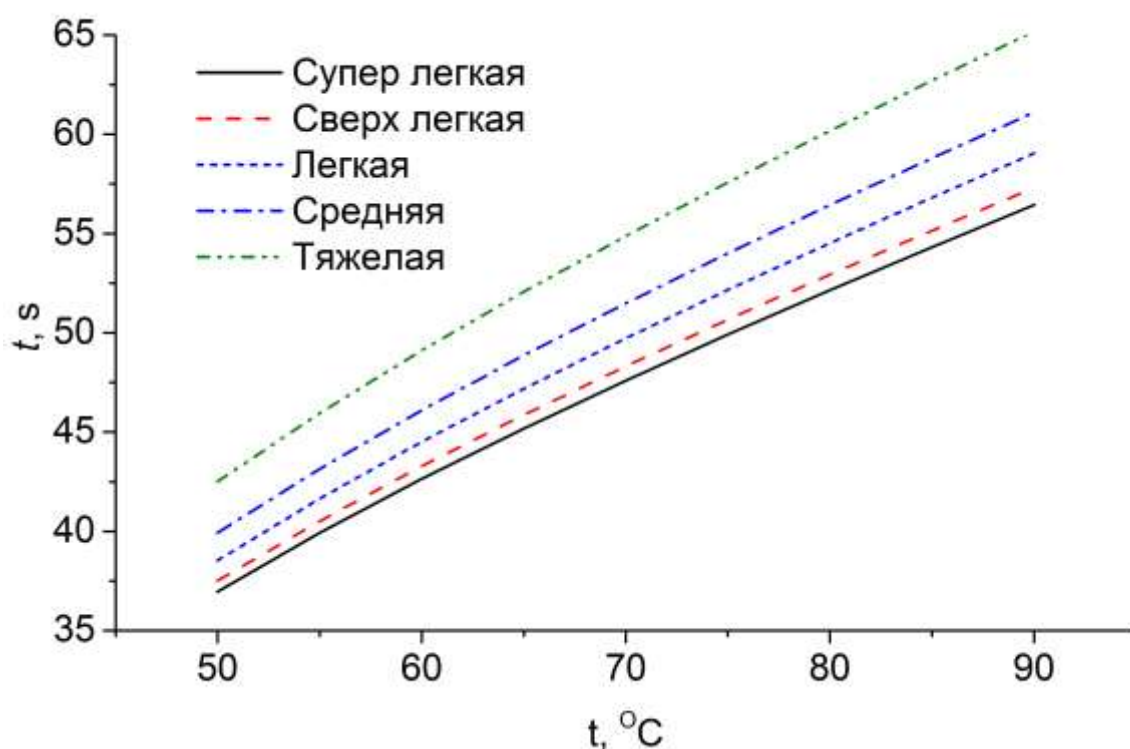
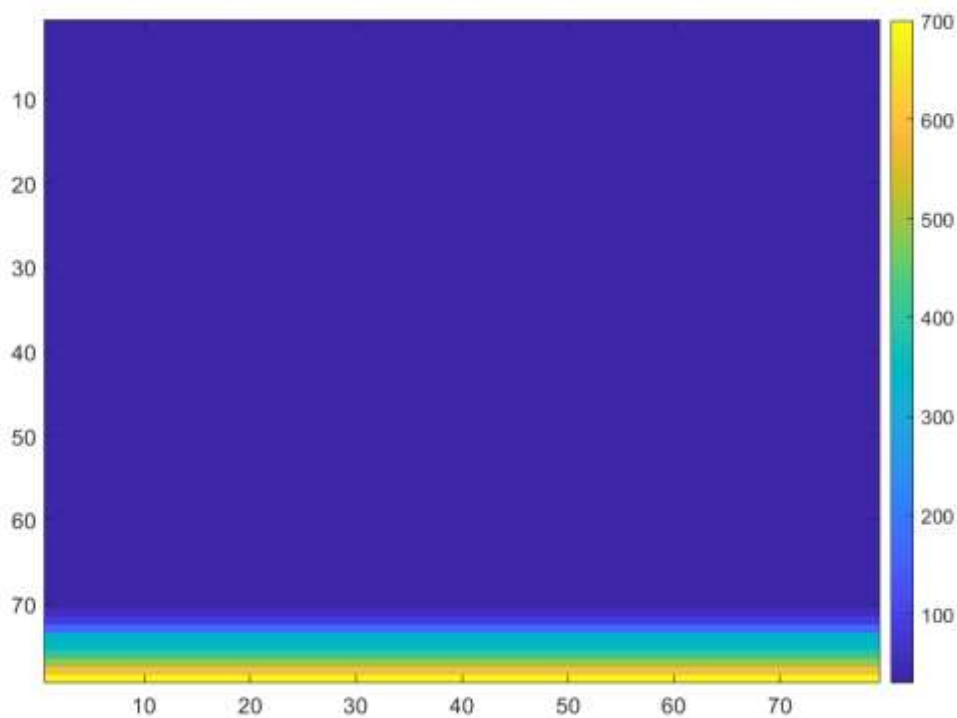


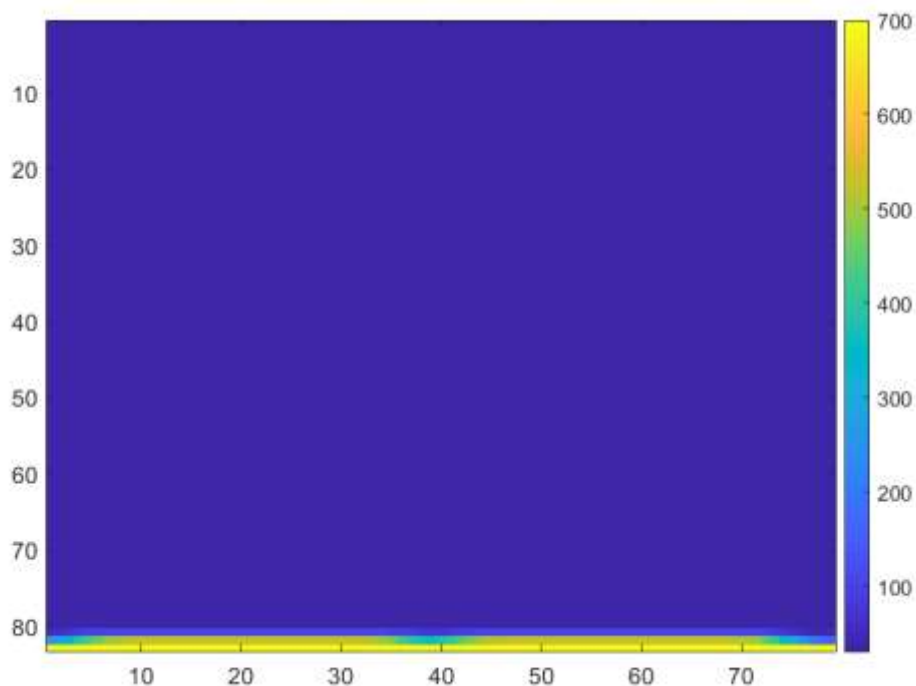
Рисунок 3.5.1 – График зависимости температуры от времени прогрева

Из графика видно, что нефть класса «супер легкая», обладающая наименьшей плотностью, прогревается быстрее остальных классов нефти. На нагрев до 50 °С нефти класса «супер легкая» потребовалось 37 секунд, тогда как «тяжелой» нефти потребовалось 42 секунды. Для нагрева до 90 °С у «супер легкой» нефти уходит 56 секунд, у «средней» – 61 секунда, у «тяжелой» – 65 секунд.

При выполнении численного моделирования получены температурные поля в трубопроводах печи для гладких и оребренных труб. Полученные распределения температур приведены на рис. 3.5.2.



a)



б)

Рисунок 3.5.2 – Распределение температур в гладком (а) и оребренном (б) трубопроводе

Из рис. 3.5.2 видно, что при равномерном прогреве (в гладкой трубе) выполняется прогрев поверхности стенки трубопровода (рис. 3.5.2, а), тогда как при нагревании оребренной снаружи трубы поверхность теплообмена значительно увеличивается (видно на рис. 3.5.2, б).

Для исследования влияния конвекции при движении нефти в трубопроводах печи на втором этапе выполнен расчет критерия Нуссельта. Расчеты выполнены для нефти, добываемой из Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна и Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна.

Нефть указанных месторождений по своим физико-химическим показателям значительно отличается в зависимости от нефтегазоносного бассейна. Физико-химические показатели приведены в таблице 3.5.1. Самой тяжелой и вязкой считается нефть Тимано-Печорского НГБ.

Таблица 3.5.1 – Физико-химические показатели нефтегазоносных бассейнов

Показатель	Тимано-Печорский НГБ	Волго-Уральский НГБ	Западно-Сибирский НГБ
Вязкость, мм ² /с	4035,97	137,97	120,90
Плотность, г/см ³	0,9275	0,9120	0,8899

Показателем интенсивности теплообмена служит изменение коэффициента теплоотдачи. В настоящее время известны уравнения подобия для средних коэффициентов теплоотдачи, полученные при обобщении экспериментальных данных для различных типов жидкостей.

Закономерности средней теплоотдачи для труб зависит от режима течения жидкости. При движении жидкостей в трубах существуют ламинарный ($Re < 2300$), переходный от ламинарного к турбулентному ($2300 < Re < 10^4$) и турбулентный ($Re > 10^4$) и режимы течения [43].

Число Рейнольдса Re является критерием подобия течения вязкой жидкости и определяется следующими соотношениями:

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\eta} = \frac{v \cdot D}{\nu}, \quad (3.15)$$

где ρ – плотность среды, кг/м³;

v – характерная скорость, м/с;

D – гидравлический диаметр, м;

η – динамическая вязкость среды, Па·с;

ν – кинематическая вязкость среды, м²/с.

Теплоотдача в трубах при ламинарном режиме движения текучей среды теплообмене может быть рассчитана при $q_w = \text{const}$ и при $T_w = \text{const}$ по формуле:

$$Nu = 4 \cdot E_t, \quad (3.16)$$

где поправку E_t рассчитывают по формуле

$$E_t = \left(\frac{Pr_f}{Pr_w} \right)^{0,25}, \quad (3.17)$$

где критерий Прандтля Pr_w принимают по справочным данным для текучей среды при температуре стенки ($Pr_w = f(25\text{ }^{\circ}\text{C})$), а критерий Прандтля Pr_f принимают по справочным данным для текучей среды при определяющей температуре флюида ($Pr_f = f(t)$). Число Прандтля один из критериев подобия тепловых процессов в жидкостях и газах [44].

$$Pr = \frac{\eta \cdot c_p}{\lambda}, \quad (3.18)$$

λ – коэффициент теплопроводности, c_p – удельная теплоёмкость среды при постоянном давлении, η – динамическая вязкость.

Для учета изменения теплопроводности нефти при изменении ее температуры в работе использовались известные зависимости этого теплофизического свойства от температуры среды. В соответствии с данными, приведенными в [44] для расчета температурной зависимости теплопроводности нефтепродуктов при атмосферном давлении использовалась формула 3.19:

$$\lambda = 0,0709 + 0,0576 \cdot 10^{-3} \cdot \rho - 0,000758 \cdot (T - 273,15) + 0,000785 \cdot 10^{-3} \cdot \rho \cdot (T - 273,15) \quad (3.19)$$

Средний коэффициент теплоотдачи при турбулентном течении флюида в прямых гладких трубах рассчитывают по формуле [44]:

$$Nu = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \cdot E_t \cdot E_l, \quad (3.20)$$

Средний коэффициент теплоотдачи при турбулентном течении флюида в прямых гладких трубах [44]:

$$Nu = k_0 \cdot Pr^{0,43} \cdot E_t \cdot E_l, \quad (3.21)$$

где k_0 зависит от числа Рейнольдса (таблица 3.5.2).

Таблица 3.5.2 – Зависимость k_0 от Рейнольдса [44]

$Re \cdot 10^{-3}$	2,2	2,3	2,5	3,0	3,5	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0
--------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------

k_0	2,2	3,6	4,9	7,5	10	12,2	16,5	20	24	27	30	33
-------	-----	-----	-----	-----	----	------	------	----	----	----	----	----

Зависимость числа Рейнольдса от скорости течения среды в трубопроводах для нефтей различных месторождений показана на рис. 3.5.3.

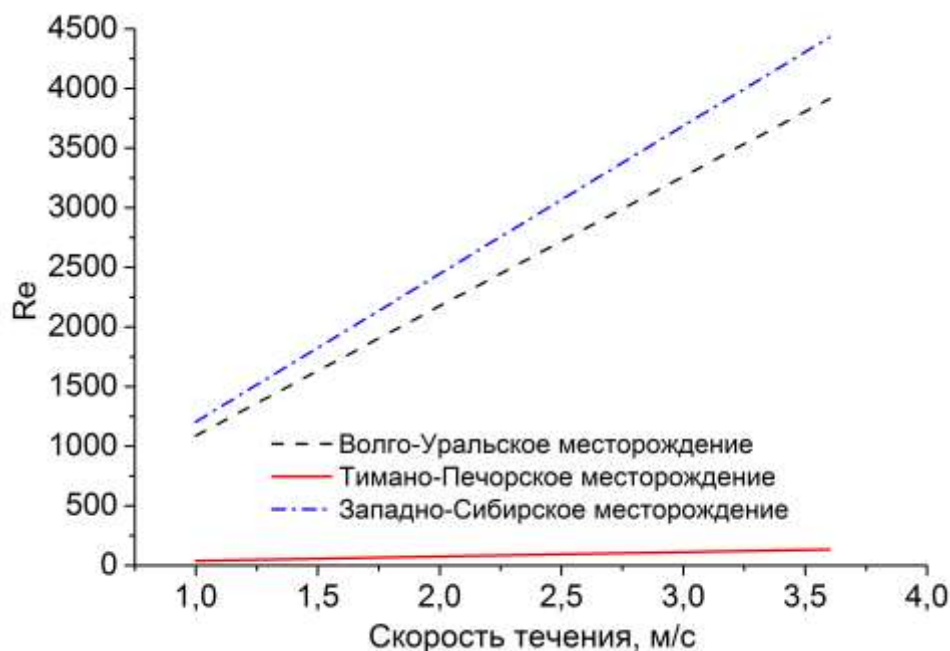


Рисунок 3.5.3 – Зависимость числа Рейнольдса от скорости течения нефти различных месторождений

Из рис. 3.5.3 видно, что режим течения нефти Западно-Сибирского месторождения в трубопроводах печей соответствует ламинарному течению среды. Поэтому для нефтей этого месторождения рассматривается изменение интенсивности теплообмена только с учетом изменения температуры нагрева среды, т.е. вследствие влияния изменения теплофизических свойств. Сравнительный анализ влияния изменений свойств нефти на интенсивность теплообмена для ламинарного режима течения нефтей различных месторождений показано на рис. 3.5.4.

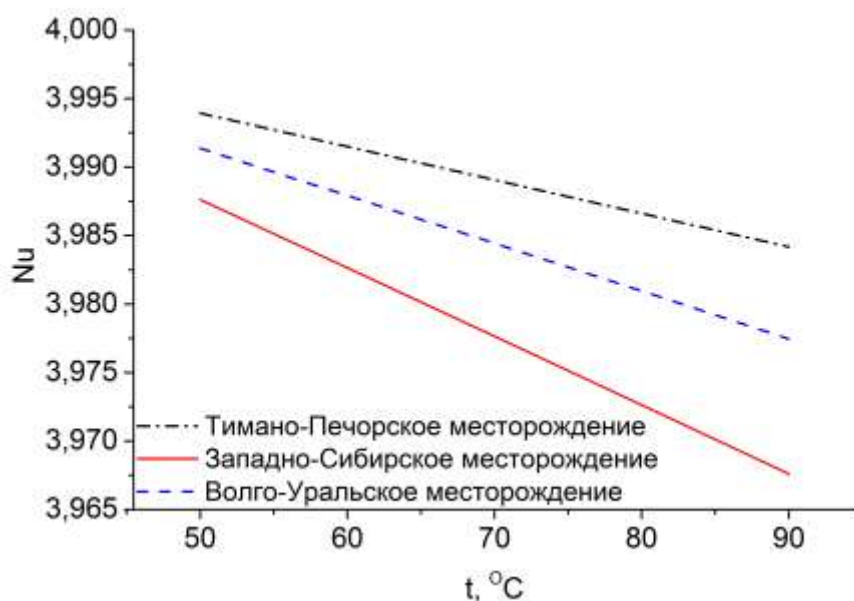


Рисунок 3.5.4 – Изменение критерия Нуссельта

Видно (рис. 3.5.4), что изменение свойств нефти в большей степени влияет на интенсивность теплообмена для нефти Западно-Сибирского месторождения. При этом значение критерия Нуссельта ($Nu < 4$) свидетельствует о небольшом влиянии конвективного теплового потока на характеристики процесса теплообмена.

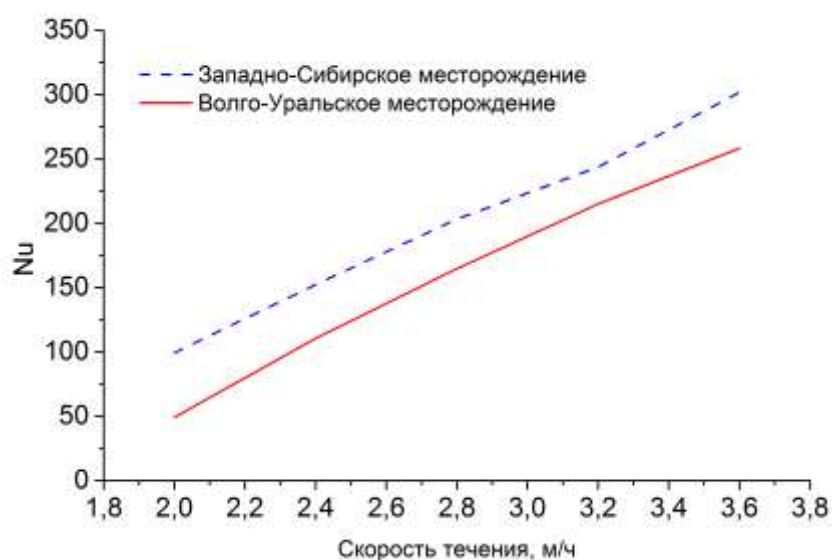


Рисунок 3.5.5 – Изменение критерия Нуссельта при изменении скорости течения среды

На рис. 3.5.5 показаны характерные зависимости изменения критерия Нуссельта при увеличении скорости течения среды для нефтей, характеризующихся невысокими значениями кинематической вязкости. В соответствии с данными, показанными на рис. 3.5.3 для анализа влияния скорости течения выбирался диапазон изменения скорости течения от 2 до 3,6 м/с.

На рис. 3.5.6 показаны сравнительные данные по изменению числа Нуссельта для различных температур при изменении характерной скорости течения.

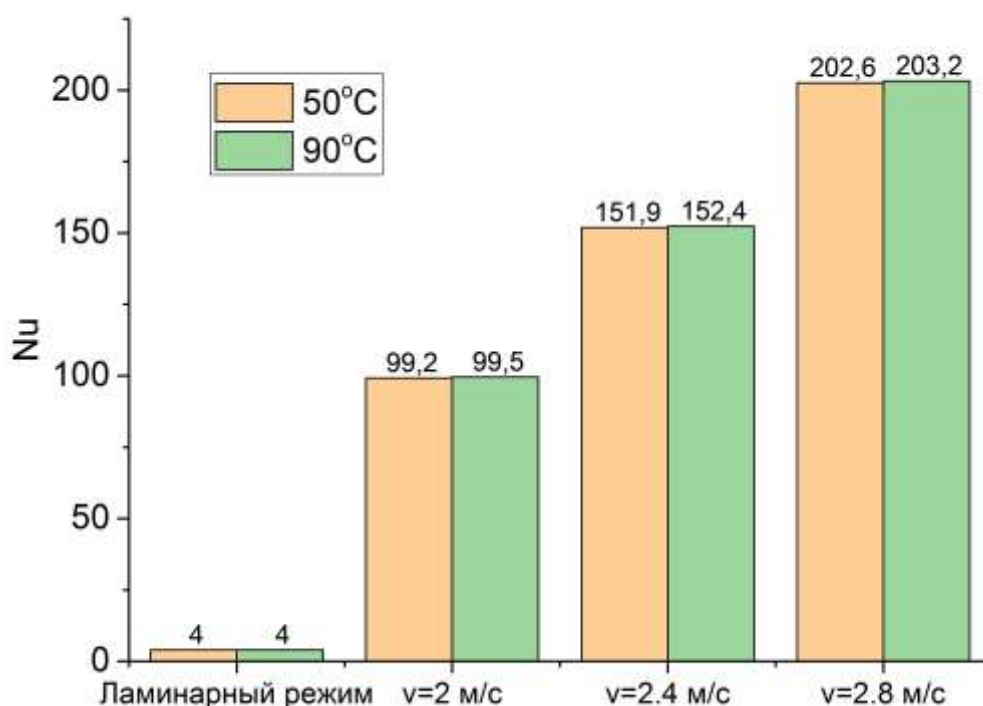


Рисунок 3.5.6 – Изменение числа Нуссельта для различных скоростей течения нефти Западно-Сибирского месторождения

Из рис. 3.5.5 видно, что с ростом скорости течения интенсивность конвективного теплообмена кратно возрастает и существенно превышает кондуктивную составляющую. Однако чрезмерное увеличение скорости может

приводить к недостаточному нагреванию среды омывающими дымовыми газами. В этом случае выбирается оптимальное значение скорости течения среды.

Из рис. 3.5.6 видно, что увеличение скорости течения среды в 1,4 раза приводит к росту интенсивности теплообмена за счет конвекции (рост числа Нуссельта более чем 2 раза). При этом отличия в значения критерия для одинаковой скорости, но разной температуры среды не значительны и составляют менее 1 %.

Полученные результаты могут быть использованы при выборе режимов нагрева нефти в зависимости от свойств среды, в том числе от показателей плотности и вязкости исходной нефти. Разработанные модели могут быть полезны при анализе характеристик процесса нагрева нефти для определения необходимой длительности нагревания. Такой подход позволит минимизировать энергозатраты на подготовку продукта. Кроме того, определение температурных полей в трубопроводе при различных длительностях нагрева позволит обеспечить равномерное прогревание и минимизировать отложение нефти на стенках резервуаров при хранении и транспортировке нефти.

4 Система автоматизированного управления работой печи. Разработка структуры АСУ

4.1 Автоматизация установки подогрева нефти

Автоматизация печей является одним из основных направлений повышения их эффективности, снижения удельного расхода топлива, обеспечения бесперебойной работы. К основным преимуществам автоматизированных объектов:

- повышение качества технологического режима;
 - значительное увеличение срока службы технологического оборудования;
- повышение эффективности действий персонала и улучшение условия работы персонала;
- значительное снижение потребления;
 - выполнение требований действующих нормативных документов по безопасной эксплуатации печей;
 - уменьшение количества вредных выбросов в атмосферу.

В существующих системах автоматизации печей подача воздуха в горелки осуществляется постоянно работающим на номинальной частоте электродвигателем, работающим на номинальной частоте, а расход регулируется клапаном на выходе вентиляторного блока. Установка частотного управления асинхронным двигателем улучшает работу электродвигателя вентагрегата и обеспечивает полное сгорание газовоздушной смеси за счет точного регулирования частоты вращения электродвигателя и значительной экономии электроэнергии.

Кроме того, для повышения КПД печи, которая обычно составляет около 85%, в теплообменную камеру дополнительно устанавливаются однорядные змеевики, расположенные вдоль боковых стенок, используемые для нагрева до

65 ° С. Печь снабжена двумя вентиляторными агрегатами с возможностью их регулирования.

4.2 Функции АСУ работой печи подогрева нефти

1) Функции управления:

- автоматический /автоматизированный запуск печи;
- автоматический/автоматизированный остановка;
- блокирование зажигания печи при определенных условиях;
- автоматическое прекращение работы;
- дистанционное управление с рабочего места оператора режимами работы печей путем изменения уставок и заданий.

2) Функции регулирования:

- регулирование температуры осуществляется регулированием расхода сжигаемого топливного газа;
- автоматическое регулирование температуры нагреваемого продукта.

3) Информационные функции:

- сбор и первичная обработка информации о технологическом процессе и технологическом оборудовании печей, включающая в себя аналого-цифровое преобразование, усреднение, масштабирование, фильтрацию от помех, проверку на достоверность);
- отклонение от уставок, сигнализация аварийных ситуаций;
- отображение информации о состоянии оборудования и технологического процесса в виде мнемосхем процесса;
- регистрацию всех параметров и действий оператора, автоматическое архивирование в БД;
- учет и расчет нефтяной эмульсии и газа;
- формирование отчетной документации.

4.3 Описание структуры проектируемой системы управления

Выбрана трехуровневая архитектура системы, в которой на каждом уровне реализуется управление технологическими процессами.

Необходимо, чтобы используемое оборудование было устойчиво к температурам от -40 до $+60$ °С и влажности около 80 %. В системе следует предусмотреть возможность модернизации, расширения программно-аппаратного комплекса. Контроллерное оборудование должно иметь модульную архитектуру и обеспечивать возможность подбора необходимых каналов ввода и вывода.

Основным требованием к измерительным каналам системы является получение результатов с требуемой точностью. В качестве нормированной характеристики точности принимается предел допускаемой погрешности информационного канала в эксплуатационных условиях.

К системе управления установкой подогрева нефти предъявляются следующие требования:

- 1) автоматическое плавное или позиционное регулирование температуры нефти на выходе печи;
- 2) автоматическое плавное или позиционное регулирование соотношения газовое топливо/воздух.

В целях обеспечения надлежащего качества эксплуатации печи подогрева и получения достоверных результатов измерений предусматривается метрологическое обеспечение:

- 1) эффективное ведение технологического процесса с соблюдением условий безопасности;
- 2) достоверный контроль безопасности обслуживающего персонала и окружающей среды;

- 3) исключение или сведение к минимуму риска принятия ошибочных решений и действий при управлении оборудованием.

На нижнем уровне располагаются датчики температуры, давления, расходомеры нефти и газа, преобразующие полученные данные в электрические сигналы, а также исполнительные механизмы, установленные на технологическом оборудовании. По окончании измерения параметров технологического процесса датчики преобразуют значения физических величин в электрические сигналы, поступающие на микропроцессорный контролер.

На среднем уровне располагается микропроцессорный контролер, который преобразует электрические сигналы в технические единицы, управляет процессом подогрева нефти по программе, заложенной в нём, передает информацию о состояниях параметров технологического процесса на верхний уровень. Микропроцессорный контролер осуществляет связь датчиков и исполнительных механизмов с верхним уровнем.

Верхний уровень обеспечивает сбор и архивацию данных от микропроцессорного контролера, отображение параметров, характеризующих процесс подогрева нефти, сигнализацию об авариях, прием и передачу команд от оператора.

4.4 Выбор схемы регулирования

Нефтяная эмульсия, проходя по змеевику, нагревается за счет тепла, образующегося при сжигании топливного газа. К возмущениям объекта относится расход и температура нефтяной эмульсии, температура и количество воздуха, подаваемого для сжигания топлива, теплотворная способность топлива, а также потери тепла в окружающую среду. С помощью АСР температуры продукта на выходе из печи, управляющей подачей топлива в печь можно компенсировать эти возмущения. Тепло от дымовых газов через стенку змеевика передают тепло продукту с опозданием. Переходный процесс по каналу расход топлива –

температура продукта на выходе осуществляется на протяжении нескольких часов, за счет этого использование одноконтурной АСР динамической ошибки и время регулирования достигает больших значений.

Температура газов над перевальной стенкой достаточно быстро реагирует на изменение режима работы печи, которое регулируется изменением количества топливного газа, подаваемого на сжигание. Улучшение качества регулирования температуры продукта на выходе из печи достигается при каскадной схеме регулирования при использовании регулятора температуры продукта на выходе из печи (корректирующий регулятор, влияющий на задание регулятора температуры газов над перевальной стенкой (стабилизирующий регулятор)).

Стабилизирующий регулятор компенсирует возникающие возмущения, которые влияют на процесс сгорания топлива до изменения температуры продукта.

При наличии возмущения по расходу топлива и резкого изменения перегрузки печи продукт нагревается по каскадной схеме управления, стабилизирующий регулятор влияет на регулятор соотношения расхода продукта и топлива, а также регулирует подачу топлива к печи.

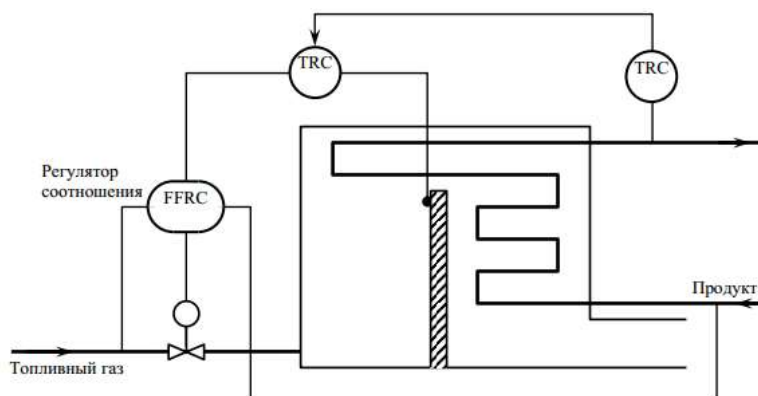


Рисунок 4.4.1 – Каскадная схема регулирования трубчатой печи с регулятором соотношения топливный газ – продукт [32]

При принудительной подаче воздуха, расход газового топлива, при значении которого температура в топке имеет максимальное значение,

поддерживают с помощью регулятора соотношения топливный газ – воздух. Регулятор определяет интенсивность процесса сгорания и обеспечивает заданное значение коэффициента избытка воздуха. При изменении теплотворной способности топлива на регулятор соотношения отправляется корректирующий сигнал от регулятора стабилизации содержания кислорода в топочных газах, обеспечивающий полное сгорание топлива и высокое качество регулирования.

Сильное возмущение режима работы трубных печей возникает при изменении давления топливного газа. Данное возмущение компенсируется введением в АСР температуры продукта на выходе из печи дополнительного регулятора давления, задание на который подают от регулятора температуры в топочном пространстве. Так как расход газа зависит от его давления, то система обеспечивает оптимальное регулирование расхода топливного газа

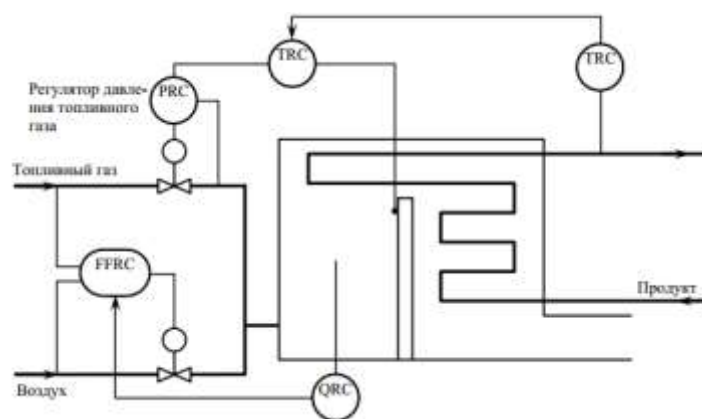


Рисунок 4.4.2 – Функциональная каскадная схема регулирования температуры продукта на выходе с регулятором соотношения топливный газ - воздух и коррекцией по содержанию кислорода в топочных газах [32]

Для регулирования соотношением топливный «газ – воздух» необходимо обеспечить меры безопасности связанные с возникновением взрывоопасной смеси при недостатке воздуха в топке. Необходимо предусмотреть ограничение расхода топлива таким образом, чтобы его значение никогда не превышало максимально допустимого значения, которое соответствует текущему значению расхода воздуха. При уменьшении расхода воздуха необходимо автоматически уменьшать

подачу топлива в топку из зависимости соотношения топливный газ - воздух. Данная схема регулирования является оптимальной, поэтому при выполнении ВКР выбираем ее для разработки системы управления процессом подогрева нефти.

5 Выбор технических средств автоматизации и контроля

Система управления и контроля теплотехнических параметров проектируется предпочтительнее на основе унифицированных систем и однотипных технических средств, обеспечивающих взаимозаменяемость, простоту сочетания друг с другом и удобство компоновки на шкафах и щитах.

При выборе первичных измерительных преобразователей необходимо учесть характеристики выходного сигнала первичных измерительных преобразователей, ограничить количество технических средств минимальным набором, учесть предельные значения измеряемого параметра и параметры окружающей среды, в диапазоне которых можно применять различные первичные измерительные преобразователи.

Основные требования, предъявляемые к техническим средствам автоматизации и нижнего уровня: взрывозащищенность, диапазон измерений, предел допускаемой погрешности и температура окружающей среды.

В качестве технических средств автоматизации выбраны приборы серийного производства отечественной промышленности, сертифицированные и утвержденные к применению в Российской Федерации для систем управления технологическими процессами и автоматизации.

5.1 Выбор датчиков давления

Давление топливного газа на входе в печь варьируется в диапазоне 0,15-0,3 МПа. Для измерения давления в данном диапазоне возможно применение датчиков производителей МИДА, Сапфир, Метран и др. К датчикам предъявляются требования: предел допускаемой приведенной погрешности – не более 0,5 %, степень защиты от пыли и влаги не ниже IP54. Печи подогрева нефти располагаются в северных регионах с низкой температурой окружающей среды, поэтому необходимо учесть возможность работы датчика при низких

температурах (до -40°C). Сравнительная характеристика датчиков приведена в таблице 5.1.1.

Таблица 5.1.1 – Датчики давления с измеряемым диапазоном от 0 до 0,4 МПа [46, 47]

Технические характеристики	Метран-43-Ех-ДИ-3153-01**-0,25%-0,4 МПа-4...20мА	Сапфир-22М-ДИ-ДИ-2150-0,25 %-0,4 МПа-4...20мА	МИДА-ДИ-13П-Ех-0,5/0-0,4МПа-У2-01-ТУ4212-044-1800448-00
Диапазон измеряемых давлений, МПа	0...0,4	0...0,4	0...0,4
Предел допускаемой приведенной погрешности, %	0,25	0,25	0,5
Температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	$-40...+70$	$-50...+50$	$-40...+80$
Выходной сигнал, мА	4÷20	4÷20	4÷20
Степень защиты от пыли и воды	IP65	IP54	IP65
Цена, руб.	9000	13500	8000

Проанализировав приведенные выше датчики, пришли к выводу, что наиболее подходящим является датчик Метран-43-Ех-ДИ- 3153-01**-0,25 % - 0,4 МПа-4...20 мА, так как он удовлетворяет всем поставленным требованиям и при этом обладает сравнительно низкой ценой, но более высокой точностью, чем представленные аналоги.

Аналогичный подход применен для датчиков давления в измеряемом диапазоне от 0 до 10 МПа. Сравнительная характеристика датчиков приведена в таблице 5.1.2. Выбран датчик Метран-43Ф-Ех-ДИ-3196-01**-0,25 %-10 МПа - 4...20 мА.

Таблица 5.1.2 – Датчики давления с измеряемым диапазоном от 0 до 10 МПа [46, 47]

Технические характеристики	Метран-43Ф-Ех-ДИ-3196-01**-0,25%-10МПа-4...20мА	Сапфир-22М- ДИ-Ех-2130-11-У2*-0,25-10МПа-4...20мА	Метран-100-Ех-ДИ-1162-11-У2*-05-10МПа-4...20мА
Диапазон измеряемых давлений, МПа	0...10	0...10	0...10

Продолжение таблицы 5.1.2

Технические характеристики	Метран-43Ф-Ех-ДИ-3196-01**-0,25%-10МПа-4...20мА	Сапфир-22М- ДИ-Ех-2130-11-У2*-0,25-10МПа-4...20мА	Метран-100-Ех-ДИ-1162-11-У2*-05-10МПа-4...20мА
Предел допускаемой приведенной погрешности, %	0,25	0,25	0,5
Температура окружающей среды, °С	-40...+80	-30...+50	-40...+70
Выходной сигнал, мА	4÷20	4÷20	4÷20
Степень защиты от пыли и воды	IP65	IP54	IP65
Цена, руб.	8000	10500	9000

5.2. Выбор термопреобразователей

Для измерения температуры жидких, газообразных, сыпучих веществ, которые не разрушают материал защитной арматуры используют термопреобразователи.

Термопреобразователи применяются в системах автоматического контроля и регулирования температуры на объектах энергетики, горнодобывающей, нефтяной, газовой промышленности и других. Датчики температуры выпускаются в виде термометров сопротивления (медных (ТСМ), платиновых (ТСП)), преобразователей термоэлектрических типа ХК(L), ХА(K), ХК_н(Е) и др.

Нефтяная эмульсия поступает к печь с температурой от 5 °С, при этом нагрев осуществляется до температуры до 90 °С. В измеряемом диапазоне от 0 до +100 °С с пределом допускаемой погрешности – не более 0,5 % возможно применение датчиков давления ТСМ производителя Метран, а также ТСМУ и ТСПУ производителя ЭЛЕМЕР. Сравнительная характеристика датчиков приведена в таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1 – Термопреобразователи с измеряемым диапазоном от 0 до +100 °С
[48]

Технические характеристики	ТСМУ-205Ех-М-160мм-0...+100 °С-0,25%	ТСПУ-205Ех-М-160мм-0...+100 °С-0,25%	ТСП Метран-256-01-160мм-В-2-1-Н13-У1.1
Диапазон измеряемых давлений, °С	0...+100	0...+100	-50...+200
Предел допускаемой приведенной погрешности, %	0,25	0,25	0,5
Выходной сигнал, мА	4÷20	4÷20	4÷20
Взрывозащищенность	OExiallCT6	OExiallCT6	1ExdllCT5X
Степень защиты от пыли и воды	IP65	IP65	IP65
Показатель тепловой инерции	30 с	20 с	20 с
НСХ первичного преобразователя	100М	Pt100	Pt100
Масса, кг	0,3	0,3	0,4
Цена, руб.	2000	2000	2500

Проведя сравнительный анализ приведенных выше датчиков, выбран датчик ТСПУ-205Ех-М-160 мм-0...+100 °С – 0,25 %, обладающий наиболее подходящими параметрами.

5.3 Выбор датчика контроля и индикации пламени

Для непрерывной индикации наличия или отсутствия пламени в горелочных устройствах, сжигающих мазут, дизельное топливо и газ применяют сигнализаторы наличия пламени, используемые в системах технологической защиты и сигнализации, действующих на отключение горелки по топливу при ее погасании. Сигнализаторы предназначены для работы в горелочных устройствах, обеспечивающих в цепи питания напряжение постоянного тока 24 В. В настоящей ВКР выбран сигнализатор наличия пламени СНП-1 (с оптическим датчиком) для определения наличия пламени в горелках. Технические характеристики приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Сигнализатор наличия пламени СНП-1 [49]

Основные технические характеристики	
Питание от сети переменного тока, В	220 (+ 10 %; -15 %)
Частота питания, Гц	50±1
Потребляемая мощность, ВА	12
Тип выходных сигналов	2 нормально-разомкнутых контакта
Задержка времени выходного сигнала, с	1
Степень защиты	IP54
Срок службы, лет, не менее	10

5.4 Выбор датчика расхода газа

Датчик расхода газа ДРГ.МЗ(Л) предназначен для линейного преобразования объёмного расхода газа при рабочем давлении в трубопроводах с номинальными диаметрами от 80 до 1000 мм в последовательность электрических импульсов с частотой 0-250 Гц и токовым сигналом 4-20 мА. Выбран датчик расхода газа ДРГ.М-100 для учета общего расхода газа.

Таблица 5.4 – Датчики расхода газа [50]

Типоразмер и модификация	Диаметр условного прохода трубопровода ДУ, мм	Условное давление, МПа	Расход, м ³ /ч	Диапазон эксплуатационных расходов, м ³ /ч	
				Q _{min}	Q _{max}
ДРГ.МЗ-100	100	1,6	62,5	125	2500

5.5 Выбор датчика расхода нефти

Для учета расхода нефти рассмотрены турбинные счетчики нефти «МИГ». Счетчики нефти «МИГ» предназначены для измерения объема нефтепродуктов на технологических установках нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятиях. Исполнения счетчиков зависит от диаметра условного прохода и условного давления. Счетчик МИГ включает в себя преобразователь расхода турбинный, блок обработки данных «VEGA-03», магнитоиндукционный датчик НОРД-И2У-04. Нефть должна иметь температуру не выше 60 °С и диаметр механических частиц – не более 4 мм. Температура воздуха для блоков – от +5 до

+40 °С. Температура воздуха для датчика и преобразователя от -50 до +50 °С.
Рабочее давление от 1,6 до 16 МПа.

Таблица 5.5 – Технические характеристики [51]

Счетчик МИГ	
Относительная погрешность счетчика в комплекте с VEGA-03 в диапазоне расходов (20-100%) от максимального, %	Не более $\pm 0,15$
Потребляемая мощность, ВА	Не более 25
Длина линии связи между датчиком магнитоиндукционным НОРД-И2У-02 и блоком обработки данных VEGA-03, м	Не более 1000
Магнитоиндукционный датчик	
Габаритные размеры, мм	Не более 102x70x96
Масса, кг	Не более 1,9
Маркировка взрывозащиты	1ExdIIBT4
Блок обработки данных VEGA-03	
Габаритные размеры, мм	Не более 210x130x93
Масса, кг	Не более 1,2

5.6 Выбор электрического привода с блоком управления

В данной работе рассмотрен электрический привод модели SAR MG с блоком управления AUMA MATIC, предназначенный для управления запорно-регулирующей аппаратурой с поворотными элементами, такими как шаровыми, сегментными клапанами и поворотными заслонками.

Модель оснащена блоком управления AUMA MATIC и предназначена для решения задач непрерывного или дискретного регулирования до 1200 пусков в час. Ручной дублер, а также система защиты электродвигателя от перегрева и перегрузок входит в стандартную комплектацию.

Многооборотный электропривод приводит в действие арматуру, создавая для нее крутящий момент, хотя бы на один оборот. Многооборотный привод выдерживает осевую нагрузку. Для ручного управления предусмотрен маховик. Отключение в конечных положениях осуществляется концевым выключателем или моментным выключателем. Для управления и обработки сигнала привода

требуется блок управления. Блок управления AUMA MATIC предназначен для управления электроприводами AUMA.

Блок управления монтируется на электроприводе или отдельно на настенном креплении. AUMA MATIC подходит для таких функций, как управление арматурой в направлении открытия/закрытия, различная сигнализация, регулировка положения, индикация положения. Управление (клавиатурой), настройка и индикация может осуществляться непосредственно на месте. Для работы электрического привода данной модели необходим силовой шкаф с автоматическим выключателем и блоком предохранителей. Монтажное положение привода может быть произвольным. Коррозионная защита на основе многокомпонентного покрытия для наружной установки привода в умеренно агрессивной атмосфере.

Технические характеристики электромоторного привода приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Технические характеристики привода SAR MG [52]

Наименование параметра	Характеристики
Степень защиты от пыли и влаги	IP67
Диапазон крутящих моментов	60... 1000 Нм
Напряжение питания	380 В/50Гц/3 ф.
Время перестановки выходного вала на 90°	12...100 с
Входные сигналы (на выбор)	– аналоговый 0/4...20 мА; – дискретный 24 В постоянного тока от внутреннего или внешнего источника питания
Выходные сигналы	– положения исполнительного механизма 0/4...20 мА; – контактные реле
Температура окружающей среды	-25...60 °С

Блок управления непрерывно контролирует состояние привода, а также обеспечивает его работоспособность с помощью следующих функций:

- отключение электродвигателя в случае превышения допустимой температуры обмоток и автоматического восстановления питания электродвигателя после необходимого охлаждения;
- автоматическая коррекция фазы (в случае неправильного подсоединения питания);
- сохранение работоспособности привода в случае обрыва одной из фаз (трехфазовое питание);
- отключение электродвигателя в случае превышения допустимого крутящего момента до достижения конечных положений.

В состав блока управления AUMA MATIC входит силовая часть, блок питания, пульт местного управления, программируемый логический модуль, клеммная коробка.

5.7 Выбор регулирующего устройства

Объектом управления является печь подогрева нефти, предполагает использование SCADA-системы диспетчерского контроля, сбора данных и управления технологическими объектами. В качестве регулирующих устройств в автоматических системах применяются программируемые микропроцессорные контроллеры. SCADA-система включает в себя АРМ оператора, уровень микропроцессорного контролера и полевых приборов.

Функция взаимодействия диспетчерского пункта с технологическим оборудованием в системе контроля и управления осуществляется микропроцессорным контроллером, являющийся основой любой системы диспетчерского управления и контроля.

Поступившие данные на контроллер обрабатываются, после чего вырабатывается управляющее воздействие. На диспетчерский пункт поступают обработанные данные, где прослеживается весь процесс регулирования и управления. Оператор может вмешиваться в ход технологического процесса

подогрева нефти при необходимости.

Микропроцессорный контроллер должен обеспечивать ввод/вывод, усреднение, аналогово-цифровое преобразование, фильтрацию от помех, масштабирование, проверку на достоверность. Исполнение дистанционных команд, обмен данными с рабочей станцией, а также автоматическое регулирование и управление являются ключевыми функциями микропроцессорного контроллера.

Обмен информацией между контроллером и компьютером должен проводиться через последовательный порт RS-232 или RS-485. Необходимо учитывать количество аналоговых и дискретных сигналов, а также возможность расширения системы дополнительными модулями. В таблицах 5.7.1, 5.7.2 и 5.7.3 приведен перечень сигналов. Аналоговые входные модули

Ввод унифицированных токовых сигналов ($4\div 20$ мА) с поддержкой входных сигналов от датчиков и с полным гальваническим разделением цифровой от аналоговой части должны обеспечить модули аналоговых входов.

Таблица 5.7.1 – Входные аналоговые сигналы

Наименование сигнала	Точность	Диапазон измерения	Периодичность, мин
Температура нефти на входе в печь, °С	$\pm 0,5$	$-50\ldots+50$	1
Температура нефти на выходе из печи, °С	± 1	$0\ldots+100$	1
Расход нефти, м ³ /час	± 1	$0\ldots 400$	10
Давление нефти во входном коллекторе, МПа	$\pm 0,02$	$0\ldots 2,5$	1
Давление нефти в выходном коллекторе, МПа	$\pm 0,02$	$0\ldots 2,5$	1
Давление воздуха, МПа	$\pm 0,002$	$0\ldots 0,25$	1
Общий расход газа, м ³ /час	$\pm 5,5$	$0\ldots 1100$	10
Давление топливного газа, МПа	$\pm 0,002$	$0\ldots 0,25$	1

Модули дискретного ввода обеспечивают ввод сигналов $12\div 24$ В и током не более 5 мА/сигнал.

Таблица 5.7.2 – Входные сигналы типа «да – нет»

Наименование сигнала	Источник формирования	Смысловое значение
Наличие пламени в камере сгорания	Сигнализатор наличия пламени	1- да 0 - нет

Таблица 5.7.3 – Выходные сигналы типа «да – нет»

Наименование сигнала	Назначение сигнала	Смысловое значение
Управление клапаном на подводе топливного газа	Клапан общего газа	1- открыть 0 - закрыть
Розжиг пламени в камере сгорания	Блок искрового розжига	1- да 0 - нет

Сегодня на рынке автоматизации представлен большой выбор контроллеров отечественного и зарубежного производства.

Импортные контроллеры семейств CompactLogix и Siemens имеют высокую себестоимость (более современные и дорогие микросхемы, транспортные расходы, таможенные пошлины). В то же время они превосходят российские контроллеры по ряду показателей, таких как надежность, скорость, удобство программирования и т. д. На основании этого рассмотрим данные марки контроллеров.

CompactLogix [53]

CompactLogix объединяет преимущества Logix платформы общего среды программирования, общие сети, общим контролем двигателя в малой площадью основания с высокой производительностью. В сочетании с модулями Compact I / O, CompactLogix платформа идеально подходит для решения мелких, контроль уровня компьютера приложений.

ПЛК CompactLogix имеет модульную архитектуру. Заказчик имеет возможность выбирать необходимое и достаточное количество модулей. При необходимости расширения системы имеется возможность увеличение числа

модулей. В таблице 5.7.3 приведен состав модулей, необходимый для системы, рассматриваемой в данной ВКР.

Таблица 5.7.3 – Состав ПЛК CompactLogix

Программируемый логический контроллер в составе:	CompactLogix
Процессор CompactLogix	1769-L35E
Модуль дискретных входов транзисторный, 24VDC	1769-IQ32
Модуль дискретных выходов транзисторный, 24VDC	1769-OB32
Модуль связи по протоколу Modbus	MVI69-MCM
Модуль аналоговых входов	1769-IF16C
Модуль питания	1769-PA4

Процессор 1769-L35E содержит память размером 1,5 Мб, а также может поддерживать до 30 локальных модулей ввода-вывода, способен выполнять до 8 задач на 15 уровнях приоритета. Время реакции ввода-вывода меньше 1мс. Обмен данными с центральным процессорным модулем осуществляется с помощью Ethernet/IP. CompactLogix поддерживает Web-сервер, который может получить данные диагностики и конфигурации с помощью обычного браузера.

Для обмена данными между процессором и модулем используется релейная логика. Данный контроллер применяют управления производством, когда предъявляются высокие требования к настройке, сбору данных и управлению через единую высокоскоростную сеть. CompactLogix 1769-L35E поддерживает соединение с Internet/Intranet и обеспечивает бесперебойную передачу данных.

SIMATIC S7-300 [54]

SIMATIC S7-300 является модульным программируемым контроллером универсального назначения, предназначен для построения систем автоматизации низкой и средней степени сложности. Монтаж осуществляется на DIN-рейку, как и контроллер, рассмотренный ранее. Поддерживает сети MPI, Profibus Industrial Ethernet/PROFINet, BACnet, AS-i, MODBUS TCP. При модернизации системы имеется возможность свободного наращивания возможностей благодаря дополнительным модулям. Имеется возможность загрузить память в виде микро

карты памяти ММС емкостью до 8 МБ. Контроллеры S7-300 позволяют использовать до 32 сигнальных и функциональных модулей, а также коммуникационные процессоры, распределенные по 4 монтажным стойкам. Все модули обладают естественным охлаждением.

Модуль центрального процессора, который осуществляет программы пользователя и управляет всеми узлами контроллера. Модуль специального назначения SM 374 необходим для формирования входных и отображения выходных дискретных сигналов на этапе отладки прикладных программ и для проверки работоспособности контроллера при эксплуатации. Функциональные модули самостоятельно решают задачи автоматического регулирования, взвешивания, позиционирования, скоростной обработки сигналов. Функциональные модули снабжены встроенным микропроцессором, могут выполнять функции даже при остановке центрального процессора. SIMATIC S7-300 может включать в себя коммуникационные и сигнальные модули, которые обеспечивают ввод/вывод аналоговых и дискретных сигналов с различными электрическими и временными параметрами. У рассматриваемого программируемого контроллера есть существенный недостаток – это высокая стоимость, поэтому выбираем CompactLogix, так как данный контроллер имеет меньшую стоимость и обладает характеристиками, не уступающими известному SIMATIC S7-300.

В ходе выполнения раздела рассмотрено оборудование нижнего, среднего и верхнего уровня. Произведен сравнительный анализ технических средств по характеристикам, обеспечивающих надежную работы системы в целом. Ключевыми характеристиками при выборе оборудования являлись унифицированные выходные сигналы технических средств, взаимозаменяемость, удобство компоновки на шкафах, предельные значения измеряемых параметров. К обязательным требованиям можно отнести взрывозащищенность и

искробезопасность оборудования. На основе выбранного оборудования была составлена спецификация.

6 Проектирование принципиальной схемы АСУ установки подогрева нефти

Полный состав приборов, аппаратов и устройств (а также связей между ними) можно определить по принципиальной электрической схеме. Принципиальная схема является основным чертежом для разработки монтажной схемы, проведения пусконаладочных работ, эксплуатации устройств и систем электрического принципа действия. По принципиальным электрическим схемам можно определить принцип действия системы. Схема электрическая принципиальная АСУ установкой подогрева нефти приведена на листах с шифром ФЮРА.421000.001 ЭЗ.

При разработке схемы необходимо использовать с применением условных графических изображений.[55]

Линии связи состоят только из вертикальных и горизонтальных отрезков, имеющих минимальное число взаимных пересечений. Расстояние между соседними параллельными линиями должно составлять не менее 5 мм.

Для однозначной записи в сокращенной форме сведений об элементах и устройствах применяются условно буквенные обозначения в виде прописных букв и цифр латинского алфавита согласно назначению. На основании принятых обозначений составляется перечень элементов. Читать принципиальные электрические схемы и использовать их при эксплуатации электрических установок проще, если разработчик схем проводил обозначение цепей по функциональному признаку в зависимости от их назначения. Для обозначения участков цепей принципиальных электрических схем применяются арабские цифры одного размера. Последовательность обозначений необходимо указывать сверху вниз и слева направо. Электропитание технических средств осуществляют переменным напряжением 220 В, 50 Гц.

7 Проектирование монтажной схемы АСУ установки подогрева нефти

Проектные решения по созданию автоматизированных систем, в части соединения отдельных элементов систем друг с другом электрическими, пневматическими и гидравлическими связями представляются в виде схем или таблиц соединений и подключения внешних проводок. Оформление таких схем и таблиц регламентирует ГОСТ 21.408-2013, а также ГОСТ 2.414-75 [56, 57].

Монтажные схемы разрабатывают для выполнения электрической и других видов коммутации технических средств при монтаже систем автоматизации. Для сложных систем автоматизации отдельно разрабатываются монтажные схемы щитов и монтажные трубных и внешних электрических проводок.

Схема соединений внешних проводок – это комбинированная схема, на которой показывают электрические и трубные связи между приборами и средствами автоматизации, установленными на технологическом оборудовании, вне щитов и на щитах, а также подключения проводок к приборам и щитам. Схема подключения показывает внешние подключения изделия. В рамках ВКР разработана схема соединений внешних проводок, которая приведена на листе формата А3 с шифром ФЮРА.421000.001 Э4. В верхней части схемы расположена таблица с указанными в ней параметрами и местом отбора импульса, ниже указано позиционное обозначение по спецификации оборудования, изделий и материалов. Внещитовые приборы расположены на поле чертежа между таблицей с поясняющими надписями и прямоугольником, изображающим шкаф управления и автоматики. В соответствии с рекомендациями РМ4-6-84 выбран кабель марки КВВГЭнг(А)-LS ТУ 16.К73.079-2007 [57].

8 Конструкторская разработка шкафа управления и автоматики установки подогрева нефти

Современные средства автоматизации технологических процессов обычно размещаются в специальных шкафах или щитах. Шкаф управления и автоматики (далее по тексту – ШУА) предназначен для комплексного управления оборудованием, автоматизации технологических процессов, распределения электрической энергии, защита потребителя при возможном возникновении аварийных ситуаций таких как: перегрузка, замыкание, превышение каких-либо параметров сверх допустимых значений, перегрев. Шкафы систем автоматизации устанавливают в специализированных и производственных помещениях. Корпус шкафа, в зависимости от назначения, изготавливают из пластика или металла, подвесного или напольного исполнения. Для проектирования общих видов шкафов управления и автоматики необходимо использовать функциональные схемы систем автоматизации, принципиальные схемы электрические, чертежи щитового помещения.

Чертеж общего вида шкафа управления и автоматики приведен на листе формата А3 с шифром ФЮРА.420000.001 СБ. В рамках данной ВКР выбран навесной шкаф СЕ с габаритными размерами 1200х600х300 мм, со степенью защиты IP65. В верхней части шкафа размещены автоматические выключатели, устройства защиты, а также лампа для местного освещения размещенного оборудования внутри шкафа, которая загорается при открытии дверцы. Ниже расположены устройства управления (ПЛК и реле), которые обеспечивают управление функционированием основных элементов, обеспечение безопасной работы электрического оборудования, передача диспетчерской службе сигналов о состоянии, мониторинг состояния работающего оборудования и индикации основных показателей, поддержание заданного уровня основных характеристик,

осуществление дистанционного управления оборудованием, защита сети электропитания от токов короткого замыкания и перенапряжения. Также в ШУА предусмотрена розетка с заземлением $\sim 220V$. В нижней части шкафа расположены клеммники наборные для связи с полевым оборудованием. Все оборудование в ШУА размещается на рейке типа Р6 600. Прокладку электрических проводок внутри щита осуществляется открытым способом проводами, собранными в жгуты. Низковольтные провода ведут в кабельных коробках показанных светло-серым цветом, высоковольтные - в темно-серых. Кабели фиксируют в сальниковых вводах. На виде спереди шкафа проставлены габаритные размеры щита.

Заключение

Произведен анализ публикаций на тему процесса подогрева нефти. Проанализирована целесообразность внедрения автоматизированной системы управления процесса подогрева нефти. Решение тестовых задач теплопроводности для бесконечной пластины, однослойного и двуслойного бесконечного цилиндра в Matlab.

На основании результатов будет разработана математическая модель влияния возмущающих факторов на процесс нагревания в Matlab.

Создание автоматизированных систем управления технологическими процессами АСУТП в условиях частного или корпоративного вложения капитала в промышленные предприятия требует реализации специфичных требований владельцев предприятия.

Важным этапом подготовки специалиста по автоматизации технологических и производственных процессов в нефтегазовой отрасли является приобретение им первоначального опыта выполнения проектных работ.

Получен первоначальный опыт выполнения проектных работ, изучены этапы проектирования автоматизированной системы контроля и управления, подобран комплекс технических средств и, а также был освоен теоретический материал по технологии нагрева нефтяных эмульсий и нефти при их промысловой подготовке и транспорте. Разработана функциональная схема автоматизации, принципиальная электрическая, схема внешних проводок, а также шкаф управления и автоматики для трубчатой блочной ПТБ-10.

Список литературы

1. Бекиров, Т.М. Первичная переработка природных углеводородов. Москва: Химия, 2011. — 265 с.
2. Министерство энергетики. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/activity/statistic> – свободный. – Загл. с экрана.
3. Scientific and applied aspects of regulating of high-viscosity oil. Kemalov A.F., Kemalov R.A., Kornetova O.M.
4. Подогрев нефти и нефтепродуктов Макаревич А.С., Леванков А.А.
5. Estimation of Russian arctic viscous and heavy oil compositions for pipeline systems. Krasnoyarova N., Yashchenko I., Chirkova D.
6. Повышение эффективности путевого подогрева высоковязких нефтей Заровнятных П.О., ТюмГНГУ, г. Тюмень.
7. Acoustic and sonochemical methods for altering the viscosity of oil during recovery and pipeline transportation. Abramov V., Abramova A.V., Bayazitov V.M., Mullakaev M., Marnosov A.V., Ildiyakov A.V.
8. Автоматизация процесса подогрева нефти в печи трубчатой блочной ПТБ-10Э. Волков Д.А. Научный руководитель канд. техн. наук Даныкина Г.Б. Сибирский федеральный университет.
9. Методика оптимального выбора теплоизоляции и системы подогрева нефтей в резервуаре Прокопенко Л.С.
10. Выбор оптимальной температуры подогрева при "горячей" перекачке нефти и нефтепродуктов. Пшенин В. В., Климко В. И.
11. Свойства и основные характеристики нефти. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://pcgroup.ru/blog/svojstva-i-osnovnye-harakteristiki-nefti/> – свободный. – Загл. с экрана.
12. Горная энциклопедия, подогрев нефти. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.mining-enc.ru/p/podogrev-nefti/> – свободный. – Загл. с

экрана.

13. Путьовой подогрев нефти и продукции скважин. Валиев А.А.
14. Соколов М. Г. Проблемы транспортировки высоковязкой и парафинистой нефтяной эмульсии // Молодой ученый. – 2017. – №2. – С. 197-200. – URL <https://moluch.ru/archive/136/38053/> (дата обращения: 24.02.2019).
15. Ентус Н. Р. Трубчатые печи в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности [Текст]: учебник/ Н. Р. Ентус, В. В Шарихин. - М.: Химия, 1997. - 304 с.
16. Способ подогрева высоковязких нефтей и нефтепродуктов в резервуарах и установка для его осуществления М.Д. Бисенгалиев.
17. Способ подогрева высоковязких нефтей и нефтепродуктов в резервуарах и установка для его осуществления, Бисенгалиев М.Д.
18. Данилушкин В.А. Подогрев высоковязких нефтей при транспортировке по трубопроводам // Разработка, эксплуатация и обустройство нефтяных месторождений. [Текст]: Тр. ОАО Гипровостокнефти/ Данилушкин В.А. Самара, 2002, с. 195-200.
19. Выбор рациональной температуры подогрева высоковязкой и высокозастывающей нефти при перекачке по трубопроводу А.К. Николаев, В.И. Климко.
20. Использование термоленты для путьового подогрева высоковязких нефтей. Заровнятных П.О., Куликов А.М.
21. Автоматизированная система управления печи подогрева нефти на месторождении «Каражанбас Северный». Махметов Н.К.
22. Моделирование гидродинамики и теплообмена при транспортировке высоковязкой нефти в северных районах с помощью индукционного подогрева. Ислямов И.Ш.
23. Способы подогрева нефти. Валаева К.Д
24. Study of heavy crude oil flows in pipelines with electromagnetic heaters.

Dunia R., Edgar T.F.

25. Применение индукционного подогрева нефти при ее транспортировки от месторождений на Северном Каспии. Шишкин Н. Д.

26. Бондарев, Э.А. и др. Термогидродинамика систем добычи и транспорта нефти и газа. — Новосибирск: Наука, 1988. — 272 с.

27. Гуревич, И.Л. Технология подготовки нефти и газа. — Москва: Химия, 1992. — 360 с.

28. Гухман, Л.М. Подготовка нефти северных газовых месторождений к дальнему транспорту. — Санкт-Петербург: Недра, 2008. — 161 с.

29. Рождественский, В.В. Кавитация. — Ленинград: Мир, 1977. — 277 с.

30. Хафизов, А.Р., Пестрецов Н.В. Сбор и подготовка нефти и газа. — Уфа: УГНТУ, 2002. — 389 с.

31. Абдулов Д.Х. Локальные системы автоматизации подогревателей косвенного и печей прямого нагрева [Текст]: Научно-технический журнал Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности/ Абдулов Д.Х. Апрель 2009 г.

32. Андреев Е.Б., Технические средства систем управления технологическими процессами нефтяной и газовой промышленности. [Текст]: Андреев Е.Б., Попадько В.Е., Электронное учебное пособие по курсу "Автоматизация технологических процессов" 2004 . - 273с.

33. Щербаков, В.С. Основы моделирования систем автоматического регулирования и электротехнических систем в среде Matlab и Simulink [Текст]: учеб.пособие / В. С. Щербаков, А. А. Руппель, В. А. Глушец ; СибАДИ. — Омск: СибАДИ, 2003. — 160 с.

34. Глушков Д.О., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Численное моделирование твердофазного зажигания металлизированного конденсированного вещества нагретой до высоких температур частицей // Химическая физика. — 2011. — № 12. — С. 35 — 42.

35. Кузнецов Г.В., Глушков Д.О., Стрижак П.А. Влияние формы локального источника энергии на условия зажигания структурно-неоднородного твердого конденсированного вещества // Химическая физика и мезоскопия. – 2012. – № 3. – С. 334–341.
36. Глушков Д.О., Кузнецов Г.В., Стрижак П.А. Численное исследование процесса зажигания металлизированного конденсированного вещества внедренным в приповерхностный слой источником // Химическая физика. – 2013. – Т. 32. – № 5. – С. 55–61.
37. Исакович Р.Я. Автоматизация производственных процессов нефтяной и газовой промышленности. - М., «Недра», 1983. - 425 с.
38. Кузнецов Г.В. Разностные методы решения задач теплопроводности: учебное пособие / Г. В. Кузнецов, М. А. Шеремет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – 173 с.
39. Физические величины: Справочник / А.П. Бабичев, Н.А. Бабушкина, А.М. Братковский и др.; Под. Ред. И.С. Григорьева, Е.З. Мейлихова. – М.; Энергоатомиздат, 1991. – 1232 с. – ISBN 5-283-04013-5.
40. А.А. Самарский. Теория разностных схем. М.: Наука. 1983. – 616 с.
41. Вержбицкий В.М. Основы численных методов. – М.: Высшая школа, 2002. – 840 с.
42. Обребранные рубы. [Электронный ресурс]. – http://www.kkz.ru/orebrennie_trubi/401?type=object – свободный. – Загл. с экрана.
43. Марочник сталей и сплавов. 2-е изд., доп. и испр. А. С. Зубченко, М. М. Колосков, Ю. В. Каширский и др. Под общей ред. А. С. Зубченко — М.: Машиностроение, 2003. 784 с.: илл.
44. Максutow Р., Орлов Г., Осипов А. Освоение запасов высоковязких нефтей в России // Технологии ТЭК. – 2005. – № 6. – С. 36–40.
45. Полищук Ю. М., Яценко И. Г. Физико-химические свойства нефтей: статистический анализ пространственных и временных изменений. –

Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109 с

46. Сапфир-22М-ДА, Сапфир-22М-ДИ, Сапфир-22М-ДВ, Сапфир-22М-ДИВ, Сапфир-22М-ДД. [Электронный ресурс]. – <http://sibspz.ru/pribory-dlya-izmereniya-i-regulirovaniya-davleniya-perepada-davleniya-i-razryazheniya/preobrazovateli-datchiki-davleniya/sapfir-22m-da-sapfir-22m-di-sapfir-22m-dv-sapfir-22m-div-sapfir-22m-dd> – свободный. – Загл. с экрана.

47. Датчики давления Метран-43. Техническое описание и инструкция по эксплуатации СПГК.406233.016 ТО. Челябинск 2007.

48. Термопреобразователи с унифицированным выходным сигналом ТСМУ-205-М, ТСМУ-205Ех-М, ТСПУ-205-М, ТСПУ-205Ех-М, ТХАУ-205-М, ТХАУ-205Ех-М. Руководство по эксплуатации.

49. Сигнализатор наличия пламени СНП-1. [Электронный ресурс]. – <https://www.nefteavtomatika.ru/content/signalizator-nalichiya-plameni-snp-1> – свободный. – Загл. с экрана.

50. Датчик расхода газа типа ДРГ.М и ДРГ.МЗ(Л). . Руководство по эксплуатации.

51. Счетчики-расходомеры жидкости и газа. [Электронный ресурс]. – <http://www.bozna.ru/produkt-uslugi/schetchiki-rashodomery-gidkosti-i-gaza/242-schetchik-nefti> – свободный. – Загл. с экрана.

52. 1769 CompactLogix Controllers User Manual. Руководство по эксплуатации.

53. Программируемый контроллер S7-200. Руководство по эксплуатации.

54. ГОСТ 2.702-2011 Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Правила выполнения электрических схем.

55. ГОСТ 2.414-75 Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Правила выполнения чертежей жгутов, кабелей и проводов (с Изменением N 1).

56. ГОСТ 21.408-2013 Система проектной документации для

строительства (СПДС). Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов (с Поправками).

57. РМ4-6-84 «Проектирование электрических и трубных проводок систем автоматизации. Часть I. Электрические проводки».

58. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018).

59. ГОСТ Р ССБТ 12.0.007-2009 Система управления охраной труда в организации. Общие требования по разработке, применению, оценке и совершенствованию.

60. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

61. ТОИ Р-45-084-01. Типовая инструкция по охране труда при работе на персональном компьютере.

62. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

63. СанПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

64. СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение.

65. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий на территории застройки.

66. ГОСТ 12.1.006 – 84 ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля (с Изменением N 1)/

67. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий.

68. ГОСТ 12.1.003-2014. Шум. Общие требования безопасности.

69. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
70. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы шестого и седьмого изданий с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 февраля 2014 г. – М.: КНОРУС, 2014. 488 с.
71. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов" (с изменениями на 25 апреля 2014 года).
72. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения.

Приложение А

(обязательное)

Automated process control system for heating oil

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5БМ74	Айкина Наталья Сергеевна		

Консультант школы отделения (НОЦ) И.Н.Бутакова ИШЭ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преп	Атрошенко Ю.К.	ст. преп	К.Т.Н.	

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ОИЯ ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Черемисина Харрер И.А.	к.ф.н., доцент		

Automated control system for the process of heating oil

Introduction

Automation is a very important component of the life of modern society. The oil industry is the most important part of the fuel and energy complex.

Transportation of oil through pipelines has its own specifics and is associated with great difficulties. With a decrease in temperature, the viscosity of the oil (emulsion) increases, and, as a result, increases the hydraulic resistance during its transportation through pipelines. Viscosity is the most important technological property of oil, which determines its mobility in reservoir conditions for production or during transportation through main oil pipelines.

Under conditions of low temperatures, petroleum products become “frozen”, highly viscous, which complicates the start-up of the pipeline after it stops, transporting the product over long distances, and can also lead to the “freezing” of the pipeline until the flow of paraffin oil is completely stopped. In connection with this, considerable attention is paid to the temperature regime of oil transportation: methods of heating, new designs of heating installations, etc. are being developed.

Oil products are conventionally divided into light and dark. Light include naphtha, gasoline, kerosene, light heating oil, diesel fuel. Light mixtures of hydrocarbons are more expensive than dark ones, since they are already purified from amorphous and colored substances contained in the original oil and have greater efficiency. All types of fuel oil (fleet, furnace), motor fuels, gas turbine and distillate oils, vacuum gas oils, bitumens and tar oils are considered dark oil products. Such products have a dark color, since the composition includes heavy residues of primary and secondary processing of oil.

The density of dark mixtures of hydrocarbons is higher than light. Thus, the density of bitumen - 0.95–1.5 g / cm³, distillate oils - 0.91–0.98 g / cm³, fuel oils - 0.89–1.0 g / cm³, tar - 0.99–1.0 g / cm³. The advantage of light oil is the possibility of easy

transportation by pipeline in the cold season without difficulty, however, operations with dark oil products have difficulties. This is due to the fact that when the air temperature decreases, dark oil products lose their fluidity, become more viscous, and their transportation becomes impossible. The viscosity of the oil increases dramatically with decreasing temperature, while the viscosity of gasoline is practically independent of temperature.

Production of petroleum products in low temperature conditions, and sometimes in permafrost conditions, is associated with the occurrence of large hydraulic losses due to the work of viscous friction forces between the fluid layers, as well as the interaction forces between the fluid and solid bodies in contact with it (paraffin). There are a number of methods aimed at reducing hydraulic losses, for example, building loopings, reducing flow rates, increasing the diameter of pipes, reducing wall roughness, but the most important for pipeline transportation of a high-viscosity oil product is to reduce viscosity.

The main ways to reduce the viscosity of petroleum products include adding thinning components or thermal heating. At the same time, heating of products is obligatory in all cases for oils with a high content of paraffin and asphalt-resin substances (up to 25 %).

To improve the pumpability of paraffin oil with a high pour point, solvents are used (kerosene, hydrocarbon condensate, as well as depressants or depressants), the introduction of which significantly improves the rheological properties of the oil.

Oil is heated not only to reduce the viscosity of the oil, but also to improve the rheological properties. The procedure is carried out in oil fields, during the transportation of oil to remote consumers, at oil refineries. In the oil field, oil is heated at the wellheads and oil treatment facilities. In the oil field, oil is heated when it is demulsified (thermal method or a combination of it with others) in tube furnaces to a temperature of 40-85 ° C. As a fuel, as a rule, petroleum gas is used. Heating oil allows you to speed up the process of destruction and separation of oil emulsions, i.e. achieve

deeper desalting and dehydration of oil. When oil is transported to remote consumers through trunk pipelines, heating is performed in special furnaces of thermal stations installed on the route in 100–130 km. The fuel used is pumped oil. In the case of transportation of oil in railway tanks and tankers, oil is heated to a temperature of 70-80 °C immediately before unloading.

For heating oil products in modern installations, various sources of thermal energy are used: water vapor, hot water, hot gases and oil products, and electricity.

The most common method of heating oil with water vapor, which has high heat content and heat transfer, easy transportation and does not pose a fire hazard. Usually, saturated steam with a pressure of 0.3-0.4 MPa is used, providing heating of the oil product to 80-100°C. Heating with a sharp (open) steam consists in supplying saturated steam directly to the oil product, where it condenses, giving the necessary heat to the oil product. This method is used mainly for heating fuel oil when draining from the iron and steel center. The disadvantage of this method is the need to remove further water from the flooded oil product.

Circulation heating is based on heating the oil product with the same oil product, but preheated in heat exchangers.

Hot water is used in cases where there is a large amount of water, since the heat content of water is 5-6 times less than the heat content of saturated steam, which reduces the efficiency of the process.

Hot oils are used as heat carriers in cases when it is required to heat refractory oil products with heat carrier with a high flash point, that is, when it is impossible to use heat with hot water or steam.

Electricity is one of the most efficient sources of heating, but when using electric heating devices it is necessary to comply with fire protection requirements. Nude electric heater with a heated wire can cause ignition of vapors of petroleum products. In addition, the use of electricity leads to a significant increase in costs.

The method of heating viscous oils and petroleum products, assuming that the

medium in the tank is heated by heated high-pressure compressed air, is that a jet of hot compressed air is directed from the bottom up directly into the oil product, accompanied by the formation of vapor-air foams on the surface followed by rupture, which ultimately leads to dehydration of oils and petroleum products. Hot gases have limited application, as they are characterized by low heat capacity, low heat transfer coefficient and difficult process of their collection, so this type of coolant is used only when heating oil products in tank trucks and tubular heaters at the refinery.

Heated tubular heaters are used for the transfer of heat from steam to the heated product through the walls of the heater. In this case, direct contact of the coolant with the oil product is excluded, the steam entering the tubular heater transfers heat to the oil product through the heater wall, and the resulting condensate is discharged to the outside, thereby preventing flooding of the oil product.

There are also unconventional methods of heating oil, for example, heating with an electrical conductor using a heating cable, as well as the use of thermal tape - a conductor of rectangular cross section of great length. The tape is attached to the pipeline using a dielectric material with high adhesion, thermal conductivity and heat resistance. After mounting the tape, a heat-insulating material with a low thermal conductivity is applied to the pipe.

Mention should be made of the installation of heating oil in tanks using capillary-porous structure. When using this method, it is possible to achieve a high rate of heating of the tank using a low-boiling liquid. In such installations, the medium located on the walls of a tank filled with viscous petroleum products is heated with the help of the manifold line using capillary-porous structure tubes containing boiling liquid, which makes this technology more economical than the systems used. The essence of the invention is that when heated, boiling liquid evaporates, rising upward through the capillary-porous structure, heats the reservoir. After that, when the liquid at the top has cooled down and returned to its initial state of aggregation, the cooled low-boiling liquid with a capillary-porous structure goes down in a very short period of time

to reheat using a manifold line and the process is repeated.

Another little-known method of heating oil is induction heating. The device starts up as a normal scraper, heating element forward. The eddy currents arising in the coil heat up the surface layer of the metal of the inner wall of the pipe, heat is transferred to the wax deposits, as a result of which a thin layer of paraffin melts adjacent to the pipe. Due to this, the degree of cleaning is improved, the longitudinal force required for cleaning is reduced (it will reduce the working pressure), the scraper slip improves, which allows increasing the penetration rate, reducing wear and reducing operation time. With induction heating of pipelines, capital costs are 1.5 times less than with steam heating. Electric heating allows you to simply adjust the temperature, and the design of electrical heating systems for pipelines is simpler than the heating design with steam.

Analysis of the automation object

As noted above, the most common method of heating oil is to heat it in tubular block furnaces.

In the framework of the master's thesis, a PTB-10 tubular block furnace is considered that is intended for heating oil emulsions and oil during their field preparation and transport.

A characteristic feature of furnaces of this type is a more favorable thermal surface-heating mode in comparison with other furnaces, providing “soft” heating of the product in coil pipes and, thereby, preventing coca-formation. The mode in which the surface of the coil pipes get uniform heating is achieved by creating a sufficient uniform field throughout the entire internal volume of the heat exchange chamber due to the intensive recirculation of the products of combustion of fuels.

The tube furnace consists of three main blocks: a heat exchange chamber; furnace base unit; block fan assembly. The furnace consists of four blocks of explosive valves, four chimneys, assembly units for oil inlet and outlet, pipelines for gas heating

coils, a service platform and a stepladder. The heat exchange chamber is a metal thermally insulated housing, inside which the sections of the coil of pipes are placed. In the heat exchange chamber the process of heat exchange between fuel gas combustion products is carried out, washing the outer surface of the pipe sections of the coil, and heated product moving inside the coil tubes. For gas pollution control the pipeline for sampling is mounted in the end cap.

Heat exchange chamber with its lower base is installed on the base of the furnace, which represents steel welded spatial structure. The base of the furnace has four combustion chambers (combustion reactors) for burning fuel gas, fuel gas supply pipelines to combustion chambers and their pilot burners, air duct forced air supply for combustion. In the training room fuels are placed shut-off, regulating and shut-off valves. On the place of completion of the furnace is the installation of instruments and sensors also actuators supplied with the system automation. In the heat exchange chamber, the process of heat exchange between the combustion products of gas fuel washing the outer surfaces of the pipes of the coil sections and the heated medium moving inside the pipes of the coils is carried out.

For forced air supply to the combustion chambers separating frame from the side of the fuel preparation room centrifugal air blower - the fan - is located, its motor drive and the transmission connecting them. The fan assembly also includes a receiver and discharge air ducts. The furnace is equipped with four chimneys for output chilled combustion products to the atmosphere pad maintenance and stepladder.

Cold oil emulsion or oil enters the reservoir heat exchange chamber. From the reservoir, the oil emulsion enters the heat exchange chamber of the furnace, where during its movement through the sections coils are heated by the heat given off by the incoming space of the heat exchange chamber of the combustion products of the fuel gas that is combusted in four combustion chambers. Heated product from sections of the coils enters the collector, from which one pipeline enters the pipeline system of the field. Intensive recirculation of combustion products in the furnace is achieved creating

a high velocity of the combustion products in the internal volume of the heat exchange chamber, for which forced air supply is applied to the combustion chambers, providing good mixing of fuel gas with stoichiometric air combustion of the fuel mixture and recycling of combustion products.

The furnace base unit contains four combustion chambers (combustion reactors) for burning gas fuel, fuel gas supply lines to the combustion chambers and their ignition devices, a forced air supply duct for combustion, and a fuel preparation room. The fuel preparation room is made in the form of a metal insulated cover, inside which shut-off, control valves, safety devices and their piping are placed. The heated product, when moving through sections of the coil, is heated by the heat given off by the combustion products of the fuel gas combusted in four combustion chambers and entering the space of the heat exchange chamber. After that, the oil from the coils of the heat exchange chamber is sent for further preparation.

Input and output parameters

As a control object, a tubular block furnace is a complex system characterized by a set of input and output parameters.

Analysis of the processes occurring in the furnace PTB-10, allows you to select the main input, output parameters, as well as disturbing influences.

Input parameters are:

- pre-explosive concentration (controlled parameter);
- flue gas flue temperature (controlled parameter);
- the presence of flame ignition burners (controlled parameter);
- oil inlet temperature (controlled parameter);
- air pressure (regulating parameter);
- gas pressure (regulating parameter);
- pressure of cold oil (controlled parameter);
- heated oil pressure (controlled parameter).

The output parameter is the temperature of the oil.

The operation of the tubular block furnace as a system consists in the fact that temperature control is carried out by changing the supply of gas-air mixture. If the temperature changes at the exit from the furnace, the sensor detects this and sends a signal to the automatic controller, which in turn generates a control signal and sends it to the actuator. The engine starts to rotate in the direction corresponding to the closing or opening of the valve (depending on the rise or decrease of temperature in the TOC), which is connected via a reducer to the output shaft of the engine. Changing the position of the valve leads to a corresponding change in the flow rate of the gas-air mixture, and consequently to a change in temperature in the TOU.

The tasks of automating a tubular furnace can be divided into two parts: on the one hand, it is ensuring reliability, and on the other, ensuring optimization of the combustion process and control of the temperature of the finished product.

The product to be heated enters the inlet manifold, where its temperature and pressure are measured by instruments, then it is sent through four pipelines to the heat exchange chamber. In the heat exchange chamber, the process of heat exchange between the products of combustion of gaseous fuel, washing the outer surfaces of the coil pipes and the heated medium moving inside, is carried out.

In the heat exchange chamber, in addition to the product coil, there are coils for heating the fuel gas, in which gas, in the winter period of operation is heated to a temperature of 65 ° C. Fuel gas enters the furnace from an autonomous hydraulic fracturing through a heating coil or bypassing it, depending on the ambient temperature. Switching the gas flow, in this case, is carried out by shut-off members. In the event of a gas pressure increase, in the disconnected coil above the inlet, it flows through a non-return valve.

Heat transfer in furnace tubes

The tube furnace has convection and radiation chambers. In the combustion

chamber (radiation chamber), where fuel is burned, a surface (screen) is placed, which absorbs heat mainly due to radiation. In the convection chamber, pipes are located that perceive heat mainly by convection — when the flue gases come into contact with the heating surface. The raw material passes successively through convection and radiant tubes and absorbs heat. The radiant surface receives most of the heat generated during the combustion of fuel. Heat is effectively transferred by radiation when cooling the flue gases to (700-900) °C. Reducing the temperature of flue gases to lower values is often unjustified, since in this case the radiant surface works with a lower thermal stress of the heating surface.

The convection heat transfer efficiency is less dependent on the temperature of the flue gases, so heat is transferred in this way when heat transfer by radiation is not sufficiently effective. Thus, the convection surface uses the heat of flue gases and ensures their cooling to a temperature at which the value of the efficiency of the apparatus will be economically justified. If the heat of the flue gases can be used for other purposes, for example, for heating air or for producing steam, either the presence of a convection surface for heating the raw material is not necessary, or the dimensions of this surface can be significantly reduced. With a small productivity, sometimes furnaces without a convection surface are used, which are simpler in a constructive relation, but have a low efficiency.

A characteristic feature of this furnace is the inclined arrangement of the nozzles at the bottom of the furnace, ensuring the contact of the torch with the wall surface located in the middle of the chambers. By means of a nozzle, the atomized fuel is introduced into the furnace chamber of this furnace, as well as heated or cold air necessary for combustion. The high degree of dispersion of the fuel ensures its intensive mixing with air and more efficient combustion. The contact of the torch with the surface of the wall causes an increase in its temperature; radiation comes not only from the torch, but also from this red-hot wall. The heat released during the combustion of fuel is expended on raising the temperature of flue gases and particles of burning fuel.

The temperature, size and configuration of the torch depend on many factors and, in particular, on the temperature and amount of air supplied for combustion of fuel, the method of air supply, the design and load of the nozzle, the calorific value of the fuel, the consumption of nozzle vapor, the radiant surface size fireboxes) and others. As the air temperature rises, the temperature of the torch increases, the rate of combustion increases, and the size of the torch decreases. The dimensions of the torch are reduced and with increasing (to a known limit) the amount of air entering the furnace, as excess air, accelerates the process of burning fuel. With an insufficient amount of air, the torch turns out to be stretched, the fuel does not burn completely, which leads to loss of heat. Excessive amount of air is unacceptable due to increased heat loss with exhaust flue gases and more intense oxidation (scaling) of the heating surface.

The air required for combustion is often brought to the mouth of the nozzle, i.e. to the beginning of the torch. In some injectors, the fuel is sprayed with air, which in this case is introduced into the furnace together with the fuel. A channel for supplying the so-called secondary air is located in the internal cavity of the furnace walls of a number of structures, which allows to supply the necessary combustion air along the length of the torch, which raises the temperature of the radiating wall and contributes to more uniform heat transfer by radiation.

In such a furnace, heat is transmitted by radiation from a torch, a radiating wall and triatomic gases (carbon dioxide, water vapor, sulfur dioxide), which have a selective ability to absorb and emit rays of a certain wavelength. Part of the rays through the space between the pipes falls on the surface of the masonry, along which these pipes are located; these rays heat the clutch. In turn, the heated masonry radiates, and a part of the energy is absorbed by that part of the surface of the pipes, which faces the wall of the masonry. The middle radiating wall with a flat flame, as well as other walls of the masonry, which have pipes (shielded part of the masonry) or are free from pipes (unshielded), are called secondary emitters.

Radiant tubes receive heat not only by radiation, but also from the contact of

flue gases with the surface of tubes having a lower temperature (heat transfer by free convection). Of the total amount of heat absorbed by radiant tubes, a significant part (85-90) % is transmitted by radiation, the rest by convection. The outer surface of the pipes, in turn, emits a certain amount of heat, i.e. the process of mutual emission takes place, however, the temperature of the surface of the pipes due to continuous heat removal by the raw material passing through the pipes is significantly lower than the temperature of other sources of radiation and therefore the necessary amount of heat is transferred to the raw materials through the surface of the radiant pipes. As a result of the heat transfer carried out in the combustion chamber, the flue gases are cooled and enter the convection chamber, in which they come into contact with the cooler surface of the convection tubes (forced convection). In the convection chamber, heat transfer is also carried out due to the radiation of three-atom flue gases and from the radiation of the walls of the masonry. The greatest amount of heat in the convection chamber is transferred by convection; it reaches (60-70) % of the total amount of heat perceived by these pipes. Heat transfer by radiation from gases amounts to (20-30) %, on average, about 10 % of heat is transferred by radiation from the walls of the masonry of the convection chamber.

The main factor determining the efficiency of heat transfer by convection is the speed of movement of the flue gases, therefore, when designing tube furnaces, they strive to ensure its greatest value. This is achieved by placing the minimum number of pipes in one horizontal row and choosing the minimum distance between the axes of the pipes. However, with an increase in the velocity of the flue gases in the convection chamber, the resistance to the flow of gases increases, which limits the choice of the magnitude of the velocity. On the other hand, reducing the number of pipes in one horizontal row leads to an increase in the height of the convection chamber. This circumstance also predetermines the choice of the permissible speed of movement of the flue gases in the convection chamber.

A significant factor affecting the efficiency of heat transfer is the method of

placement of pipes in the convection chamber. When pipes are arranged in staggered order, heat is transferred more efficiently than when arranged by the corridor method, due to the more intense turbulence of the flue gas flow and better streamlining of the pipes. At the same speed of the flue gases, the chess arrangement of the pipes provides more efficient (by 20-30%) heat transfer compared to the corridor one.

Reducing the diameter of the pipes also contributes to a more intensive transfer, both due to the better streamlining of the pipes, and in connection with the possibility of their more compact arrangement, which makes it possible to create higher velocities of flue gases. However, as the diameter of the chimney decreases, the speed of the raw material increases and, consequently, the resistance to movement of the heated stream increases.

In order to avoid increased resistance when using kiln pipes of smaller diameter, as well as for high-capacity furnaces, the movement of raw materials is carried out by two or several parallel streams.

The efficiency of heat transfer can be improved by finning the outer surface of convection pipes, since in the convection chamber heat transfer to the raw materials passing through the pipes is limited mainly by heat exchange from the flue gases and therefore, when fins are increased, the surface of contact between the flue gases and the pipes is ensured.

Heat transfer by convection depends on the temperature difference, i.e. from the temperature difference between the flue gases and the heated raw materials. Typically, this temperature difference decreases in the direction of movement of the flue gases, as the temperature of the flue gases decreases by more than the temperature of the raw material.

When the temperature of the raw material increases by one degree, the flue gases are cooled by five to seven degrees. The greatest temperature pressure is observed at the entrance of the flue gases into the convection chamber, and the smallest - at their exit. For this reason, the amount of heat absorbed by the pipes decreases in the direction

of the flue gases.

The proportion of heat transferred by radiation in the convection chamber is much less than in the radiation chamber, both due to the lower temperature of the gases and due to the smaller thickness of the radiated gas flow. In the convection chamber, the effective thickness of the gas layer is determined by the distance between adjacent rows of pipes. The decrease in the temperature of the flue gases in the direction of their movement naturally also causes a decrease in the transfer of heat by radiation from them. Convection pipes, located in the front rows along the flue gases, receive more heat, both due to convection and radiation, and therefore in some cases their heat density may be higher than that of heat-strain pipes.