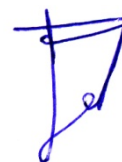


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Уфимский государственный авиационный технический университет»

На правах рукописи

ТАБЕТ Наиф Кайед Абдулла



**СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ТОЛЩИНЫ
ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕПРОВОДАХ
НА ОСНОВЕ МОДИФИЦИРОВАННОГО
ТЕПЛОВОГО МЕТОДА ИЗМЕРЕНИЯ**

Специальность 05.11.16 – Информационно-измерительные
и управляющие системы (в промышленности и медицине)

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Фетисов Владимир Станиславович

Уфа – 2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

Список используемых сокращений	5
ВВЕДЕНИЕ	6
1 ОБЗОР МЕТОДОВ И СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНА В НЕФТЕПРОВОДАХ.....	13
1.1 Актуальность проблемы	13
1.2 Парафиновые отложения как объект измерения.....	14
1.3 Механизмы отложения парафина в нефтепроводах	15
1.3.1 Молекулярная диффузия.....	16
1.3.2 Дисперсия сдвига	17
1.3.3 Броуновская диффузия	18
1.4 Факторы, влияющие на отложение парафина	19
1.4.1 Влияние температуры	19
1.4.2 Влияние состава жидкой смеси	19
1.4.3 Влияние скорости потока	20
1.4.4 Влияние времени отложения и старения	21
1.4.5 Влияние свойств внутренней поверхности трубы	22
1.4.6 Влияние давления и газового фактора	23
1.5 Существующие методы и средства контроля толщины парафиновых отложений в нефтепроводах	23
1.5.1 Требования, предъявляемые к средствам измерения толщины парафиновых отложений в нефтепроводах	23
1.5.2 Гидродинамические методы	25
1.5.3 Ультразвуковые методы	25
1.5.4 Радиационные методы	29
1.5.5 Вихретоковые методы	33
1.5.6 Тепловые методы	34
1.5.7 Диэлькометрические, радиоволновые и оптические методы.....	41
1.5.8 Сопоставительная оценка методов	43
Результаты и выводы по главе 1	44

2 МОДИФИКАЦИЯ ТЕПЛОВОГО МЕТОДА ИЗМЕРЕНИЯ ТОЛЩИНЫ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕПРОВОДАХ	46
2.1 Использование термобарьеров для управления тепловыми потоками.....	46
2.2 Детальное описание предлагаемого способа определения толщины парафиновых отложений.....	49
2.3 Реализация предложенного метода в системе автоматического контроля толщины парафиновых отложений	59
Результаты и выводы по главе 2	62
3 МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВОГО ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ДЛЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ТОЛЩИНЫ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ	63
3.1 Задачи моделирования	63
3.2 Исходные уравнения. Основные допущения и ограничения	63
3.3 Реализация модели в среде программы ELCUT	68
3.3.1 Основные условия для моделирования.....	68
3.3.2 Результаты моделирования	70
3.3.2.1 Преимущество трехэлементного нагревателя	70
3.3.2.2 Моделирование преобразователя с трехэлементным нагревателем с целью выбора информативных параметров.....	74
3.3.2.3 Моделирование влияния толщины и свойств термоизолятора на результаты измерений	80
3.3.2.4 Определение погрешности оценки параметров тепловых процессов при их моделировании на ограниченном по длине участке трубы	83
Результаты и выводы по главе 3	86
4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ТОЛЩИНЫ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕПРОВОДАХ	88
4.1 Общие замечания	88

4.2	Конструкция экспериментального образца измерительного преобразователя толщины парафиновых отложений и его сборка	88
4.3	Описание испытательного стенда	96
4.3.1	Конструкция стенда	96
4.3.2	Программное обеспечение стенда	104
4.3.2.1	Измерение толщины отложений по видеокадрам с эндоскопа.....	105
4.3.2.2	Обработка данных и визуализация результатов в LabView	113
4.3.3	Использование стенда для выделения твердого парафина из образцовой жидкости	117
4.4	Методика градуировки измерительного преобразователя	118
4.5	Результаты экспериментов	124
4.5.1	Эксперимент по измерению параметров теплового процесса при условии малой скорости потока жидкости	124
4.5.2	Результаты градуировочных экспериментов	126
4.5.3	Экспериментальная оценка погрешности системы.....	129
4.6	Вопросы проектирования системы автоматического контроля	132
4.6.1	Уточнение алгоритма работы	132
4.6.2	Рекомендации по инженерному проектированию системы автоматического контроля толщины парафиновых отложений	134
	Результаты и выводы по главе 4	136
	ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ	138
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	141
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Копия титульного листа патента № 2700349.....	152
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Акт внедрения результатов работы на производстве	153
	ПРИЛОЖЕНИЕ В. Акт внедрения результатов работы в учебный процесс... 	154

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ТПО – толщина парафиновых отложений

ИП – измерительный преобразователь

САК – система автоматического контроля

СВЧ – сверхвысокая частота

PIG – pipeline inspection gauge – трубопроводный инспекционный снаряд

WAT – wax appearance temperature – температура кристаллизации парафина

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Ежегодно многие страны мира тратят огромные средства на очистку нефтепроводов от вредных асфальтосмолопарафиновых отложений. Основу этих отложений составляют именно парафины, поэтому далее в тексте они называются просто парафиновыми отложениями. Для борьбы с ними периодически проводят специальные мероприятия, связанные с нагревом трубы, применением специальных механических скребков, использованием химических растворителей или промывающей горячей воды. Если вовремя не производить такую очистку, то эффективное сечения нефтепровода может недопустимо сильно сузиться, сильно затрудняя или вообще перекрывая при этом транспортировку нефти. Для планирования и своевременного проведения дорогостоящих мероприятий по очистке трубы от парафина нужна достоверная информация о текущей толщине слоя отложений. Следовательно, необходимы соответствующие средства измерений. Для их эффективного использования целесообразно интегрировать их в систему автоматического контроля (САК).

Степень разработанности темы. САК толщины парафиновых отложений (ТПО) в нефтепроводах могут быть основаны на различных физических принципах. Во всем мире ведутся научные исследования по этой актуальной теме и разработки самых разных систем такого назначения. В частности, из зарубежных авторов научных работ в этой области известны Bern P.A., Withers V.R., Marshall G.R., Rønningsen H.P., Hammami A., Wu C. H., Mehrotra A. K. и многие другие. В России известны научные статьи и диссертации на эту тему Арменского Е.А., Губина В.Е., Мастобаева Б.Н., Борисова В.В., Бадикова Ф.И., Зубарева В.Г., Кузнецова П.Б., Куликова В.А., Дмитриева М.Е., Коптевой А.В. и многих других.

Очень перспективными с точки зрения соотношения «качество измерений / стоимость» представляются системы на основе тепловых методов, основанные на изменении условий теплопередачи в трубе при росте толщины отложений. Основа идеи таких способов заключается в том, что на

трубе устанавливают электрический нагреватель и датчик температуры. Нагреватель включают на определенное время, затем отключают. При этом регистрируют показания температурного датчика. Они будут существенно отличаться для труб с разной ТПО, которые существенно влияют на условия теплообмена между стенкой трубы и протекающей жидкостью. По параметрам зависимостей температуры от времени рассчитывают толщину отложений.

Одним из достоинств тепловых методов контроля ТПО в трубах является то, что они, в отличие от многих других методов, могут быть применимы для труб самого разного диаметра, т.е. обладают универсальностью применения.

Недостатком описанных преобразователей является то, что большая часть теплового потока от нагревателя распространяется вдоль стенки трубы, и лишь малая часть - по слою парафина. Поэтому чувствительность параметров тепловых процессов к толщине слоя парафина относительно невелика, а следовательно, невысока и точность определения ТПО. Решить эту техническую проблему можно, если каким-либо образом предотвратить растекание тепла по трубе и перенаправить его вглубь парафинового слоя. Причем по условию недопустима глубокая механическая обработка самой трубы (например, нарезка канавок или вставка теплоизолирующих колец).

Решению указанной проблемы, включая вопросы моделирования и разработки алгоритмов, в основном и посвящена данная работа.

Целью работы является создание системы автоматического контроля толщины парафиновых отложений в нефтепроводах на основе тепловых методов, применимой в широком диапазоне диаметров труб и обладающей повышенной точностью определения толщины парафинового слоя.

В соответствии с данной целью были определены **задачи исследования:**

- 1) предложить и теоретически обосновать модифицированный метод измерения ТПО в нефтепроводах;
- 2) выполнить компьютерное моделирование измерительного преобразователя (ИП) ТПО с целью выбора информативных параметров

тепловых процессов, подлежащих измерению в САК;

3) разработать структуру и алгоритм работы САК ТПО;

4) разработать испытательный стенд для градуировки и испытаний САК ТПО;

5) провести экспериментальные исследования системы.

Методы исследований. Поставленные задачи решались путем теоретических исследований с последующей разработкой, изготовлением и испытанием экспериментальных образцов ИП и САК ТПО в целом. Теоретические исследования базировались на использовании положений и методов, применяемых в теории теплообмена, теории измерений. Широко использовалось компьютерное моделирование в среде ELCUT. Построение виртуальной измерительно-управляющей системы для испытательного стенда производилось в среде LabView. Для построения регрессионных зависимостей при градуировке использовался математический пакет MAPLE.

Научная новизна.

1. Предложен новый метод измерения ТПО в нефтепроводах и соответствующий ИП на основе регистрации параметров тепловых процессов (Патент РФ на изобр. № 2700349). Доказано, что дополнительные кольцевые электронагреватели, используемые в предложенном методе для формирования термобарьеров, препятствуют растеканию тепла от основного нагревателя по трубе и усилению теплового потока в слое парафина, что в результате повышает чувствительность измеряемых параметров к толщине слоя парафина и позволяет повысить точность определения ТПО.

2. С помощью компьютерного моделирования выявлены наиболее предпочтительные информативные параметры тепловых процессов в фазах нагревания и остывания с точки зрения чувствительности к толщине слоя отложений, – это максимальная для фазы нагревания относительная температура ΔT_{max} соответствующая термодинамическому балансу, и относительная температура $\Delta T_{ост.}$, измеренная в момент времени $\approx 1/10$

длительности фазы остывания.

3. Определены технические возможности предложенной САК ТПО. В частности, экспериментально установлено, что САК сохраняет свою работоспособность до минимально допустимого значения скорости потока жидкости 0,2 м/с. С помощью вычислительных экспериментов определены значения толщины термоизолятора, при которых система имеет приемлемый уровень погрешностей в заданных температурных диапазонах.

4. Предложена и апробирована оригинальная методика испытаний предложенных ИП и САК ТПО на основе специально созданного испытательного стенда в виде замкнутого гидравлического контура, отличающегося тем, что в нем реализована регистрация видеоизображений торца трубы в моменты кратковременных остановок потока и автоматическое вычисление толщины слоя парафина. Предложена оригинальная методика градуировки на основе нанесения на внутреннюю поверхность измерительного преобразователя парафинового слоя калиброванной толщины, а также задания в контуре стенда нескольких фиксированных скоростей потока.

Теоретическая и практическая значимость работы. Теоретическая значимость работы заключается в научном обосновании эффективности предложенного модифицированного теплового метода измерения ТПО, а также в уточнении деталей его реализации и исследовании его возможностей на основе компьютерного моделирования. Практическую ценность работы определяют:

- рекомендации по выбору измеряемых параметров теплового процесса, а также рекомендации по инженерному проектированию ИП и САК ТПО;
- техническая документация (в виде схем, чертежей, алгоритмов и программ) для изготовления разработанных ИП и САК ТПО;
- методика градуировки САК ТПО;
- программно-аппаратные средства обработки сигналов и автоматизации измерений для испытательного стенда, разработанные в среде LabView.

Основные научные положения и результаты, выносимые на защиту:

1) модификация теплового метода измерения ТПО на основе применения дополнительных нагревателей-термобарьеров, способствующая повышению чувствительности измеряемых параметров к толщине слоя отложений, и, как следствие, повышению точности определения ТПО;

2) определение информативных параметров, связанных с тепловыми процессами в предложенном ИП, имеющих зависимости от ТПО с наибольшей крутизной и линейностью и являющихся наиболее приемлемыми для определения ТПО;

3) структура и алгоритм работы САК ТПО, реализующие предложенный модифицированный тепловой метод измерения ТПО в нефтепроводах;

4) результаты компьютерного моделирования тепловых процессов в ИП, а также результаты экспериментальных исследований САК ТПО, позволившие определить технические особенности и возможности системы;

5) методики испытаний и градуировки САК ТПО на базе специально разработанного стенда.

Соответствие паспорту специальности. Диссертация соответствует паспорту специальности 05.11.16 «Информационно-измерительные и управляющие системы». Соответствие выявлено по 5 из 6 пунктов паспорта, описывающим области исследований: п.1, 2, 3 научной новизны соответствуют п.1, 6 паспорта, а п.4 научной новизны соответствует п.2, 3, 4 паспорта

Обоснованность и достоверность полученных результатов и выводов основана на том, что в теоретических построениях использовались законы и подходы, справедливость которых общепризнана, а также известные и апробированные программные продукты. Вводимые допущения и ограничения мотивировались фактами, известными из практики. Обоснованность методик проведения экспериментов и достоверность их результатов гарантирована применением сертифицированных средств измерения и выполнением обработки их результатов в соответствии с действующими стандартами.

Реализация результатов работы. Результаты исследований внедрены в ООО НПФ «Экситон-автоматика», г. Уфа, а также используются в учебном процессе в Уфимском государственном авиационном техническом университете.

Апробация работы. Результаты работы докладывались и обсуждались на ряде научных конференций: I и II Международных научно-технических конференциях «Проблемы получения, передачи и обработки измерительной информации» (Уфа, 2017, 2019); Международной научно-технической конференции «Перспективные информационные технологии (ПИТ-2018)» (Самара, 2018); XIII Всероссийской молодёжной научной конференции «Мавлютовские чтения» (Уфа, 2019); Международной конференции по электротехническим комплексам и системам ICOECS 2019 (Уфа, 2019).

Личный вклад автора. Изложенные в диссертации оригинальные результаты получены соискателем самостоятельно, либо при его непосредственном участии. Постановка задач и обсуждение результатов проводилось совместно с научным руководителем. Самостоятельно проводились теоретические исследования, компьютерное моделирование, разработка конструкций, структур и алгоритмов, изготовление испытательного стенда и испытания экспериментальных образцов ИП и макетов системы.

В перечисленных в диссертации работах автором лично получены следующие результаты:

- в работах [98,101] – обзор известных методов измерения ТПО и анализ их применимости в соответствующих САК;

- в работах [97, 103, 104] – описание предлагаемой модификации теплового метода измерения ТПО;

- в работе [99] – описание конструкции предлагаемого ИП, алгоритм его работы в составе САК и предложения по методике градуировки;

- в работе [76] – детальное описание последовательности операций, реализующих предложенный способ измерения ТПО;

- в работе [100] – результаты моделирования тепловых процессов и выводы по выбору измеряемых параметров;

- в работах [78, 102] – предложения по структурам и алгоритмам работы САК ТПО.

Работы [101, 103, 104] написаны автором единолично, остальные – в соавторстве с научным руководителем.

Публикации. Опубликовано 10 научных работ, из них 3 – в научных журналах, рекомендованных ВАК, 1 – в издании, индексируемом SCOPUS. Получен 1 патент на изобретение.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованных источников из 104 наименований и трех приложений. Материалы изложены на 154 страницах, содержат 95 иллюстраций и 12 таблиц.

1 ОБЗОР МЕТОДОВ И СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ ОТЛОЖЕНИЙ ПАРАФИНА В НЕФТЕПРОВОДАХ

1.1 Актуальность проблемы

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) – это сложные твердые органические соединения, которые откладываются на внутренних стенках нефтепроводов в процессе их эксплуатации. АСПО отрицательно влияют на эффективность работы трубопроводов, т.к. постепенно сужают эффективный внутренний диаметр трубопровода и могут перекрыть его полностью (рисунок 1.1). При сужении эффективного диаметра нефтепровода ухудшается его пропускная способность и происходит перегрузка насосов, которые могут выйти из строя.



Рисунок 1.1 - Образцы срезов нефтепроводов с АСПО

Для удаления АСПО из труб применяют механические, тепловые, химические способы, а также их комбинации. В механических способах используют перемещающиеся внутри трубы специальные очистные снаряды в виде поршней, щеток или скребков (в нефтяной промышленности этот метод именуется *pigging* [1]). В тепловых способах трубопровод нагревают по длине с помощью индукционных нагревателей или горячей воды и растапливают

парафиновые отложения, которые затем удаляются с потоком жидкости [2]. В химических способах применяют различные растворители или ингибиторы парафинизации, закачиваемые в трубу [3, с.101].

Таким образом, нефтепроводы необходимо периодически очищать от АСПО. Меры по очистке довольно дороги, поэтому важна точная информация о состоянии отложений в трубе и, по возможности, прогноз их развития.

1.2 Парафиновые отложения как объект измерения

Состав АСПО очень сложен. Он зависит в первую очередь от сорта перекачиваемой нефти, а также от физико-химических процессов, сопровождающих их образование. В таблице 1.1 приведен примерный состав АСПО, образованных на внутренних стенках одного из нефтепроводов ОАО «Башнефть» [3, с.14]. Плотность отложений составляла 920 кг/м^3 , а температура плавления $55 \text{ }^\circ\text{C}$. При этом состав перекачиваемой нефти был такой: парафин – 6,1%, смолы – 15,2%, асфальтены – 2,85%.

Таблица 1.1 - Состав АСПО в нефтепроводе

<i>Компоненты</i>	<i>Массовое содержание, %</i>
Парафин	56,35
Смолы	14,5
Асфальтены	2,52
Масла	23,61
Прочие углеводороды	3,05

Из таблицы 1.1 видно, что основой АСПО являются парафины, поэтому далее в тексте работы АСПО именуется просто парафиновыми отложениями или парафинами.

В электронном химическом справочнике [4] приводится такое определение парафина: «Парафин (от лат. *Parum* «мало» + *affinis* «родственный») — воскоподобная смесь предельных углеводородов (алканов)

преимущественно нормального строения состава от $C_{18}H_{38}$ (октадекан) до $C_{35}H_{72}$ (пентатриоконтан). В парафинах обычно содержится некоторое количество изопарафиновых углеводородов, а также углеводородов с ароматическим или нафтеновым ядром в молекуле».

Температура плавления парафина составляет $45-65^{\circ}C$, плотность — $0,880-0,915 \text{ г/см}^3$ ($15^{\circ}C$). Т.к. парафин – это смесь различных углеводородов, имеющих разную молекулярную массу, то такая смесь может быть в разной фазе – жидкой или твёрдой. Встречается также мелкокристаллическая форма парафина – церезин. Парафины чаще всего химически инертны [5].

Слой отложений на стенке трубы никогда не состоит только из парафина. Определенная фракция состоит из других веществ, в основном из связанной нефти, т.е. нефти, заключенной в трехмерной сетчатой структуре кристаллов парафина [6]. Большинство моделей отложения парафина предсказывают скорость отложения кристаллов парафина и после этого полученное значение умножается на некоторый коэффициент для учета захваченной нефти. Чтобы точно предсказать отложение парафина, необходимо знать концентрацию нефти в отложении парафина. Концентрация нефти в парафиновых отложениях также называется парафиновой пористостью. Изображение отложения парафина получают с помощью микроскопии в поляризованном свете. Кристаллы парафина имеют белый цвет, а связанная нефть - черное [7].

Шероховатость стенки внутри трубы из-за образования парафинового слоя в турбулентном потоке влияет на потерю давления в трубе. Однако шероховатость парафина не влияет на количество парафина, откладывающегося в трубопроводе. Bern и др. предположили, что парафиновый слой равномерно распределен, причем парафиновый слой увеличивает шероховатость стенки трубы на величину, равную толщине слоя [8, 9].

1.3 Механизмы отложения парафина в нефтепроводах

В работе [10] определено четыре механизма отложения парафина. Ими

являются: молекулярная диффузия, дисперсия сдвига, броуновская диффузия и гравитационное оседание. Опыты авторов работы позволили выяснить, что наименьшее значение имеет гравитационное оседание, а первые три из названных факторов приводят к усиленному отложению парафина.

Тесты [8] на стабилизированной сырой нефти указали, что молекулярная диффузия была преимущественно ответственным механизмом отложения.

1.3.1 Молекулярная диффузия

Нефть, текущая в трубопроводе, охлаждается за счет окружающей холодной области. Молекулярная диффузия действует, как только температура стенки достигает температуры кристаллизации парафина (Wax Appearance Temperature; WAT). При этой температуре нефть насыщается парафином в растворе и парафин выпадает в осадок. Отложение парафина приводит к градиенту концентрации между парафином, растворенным в турбулентном ядре и парафином, остающимся в растворе на стенке трубы (рисунок 1.2). Вследствие этого растворенный парафин диффундирует к стенке, где он впоследствии осаждается [9].

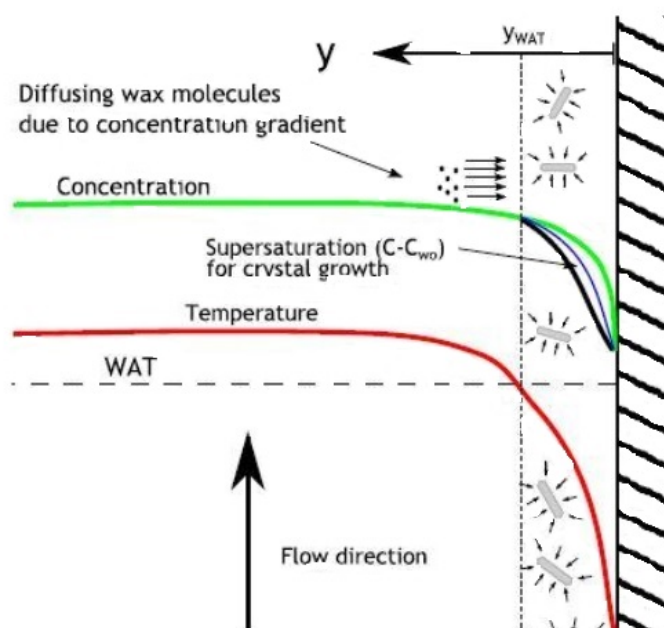


Рисунок 1.2 – Влияние температуры на процесс кристаллизации парафина

Существует полное согласие разных исследователей с тем, что основным механизмом отложения парафина является молекулярная диффузия [8-12]. Причем особенно она проявляется при более высоких температурах потока относительно температуры стенки трубы [13].

В [14] дана следующая формула для скорости отложения парафина:

$$\frac{dM_w}{dt} = \rho_w D_w A_w \frac{dC}{dr} = \rho_w D_w A_w \frac{dC}{dT} \frac{dT}{dr} , \quad (1.1)$$

где dM_w/dt - скорость отложения парафина (кг/с), ρ_w - плотность твердого парафина (кг/м³), D_w - коэффициент диффузии парафина в жидкой фазе (м²/с), A_w - площадь отложения парафина (м²), dC/dr - градиент концентрации парафина (1/м) по радиальной координате трубы r (м), dC/dT - коэффициент растворимости кристаллов парафина в жидкой фазе (1/°C) и dT/dr - радиальный градиент температуры у стенки (°C/м).

Коэффициент диффузии в свою очередь можно описать следующим образом:

$$D_w = 7.4 \times 10^{-9} \frac{T_a(\xi M)^{0.5}}{\mu V^{0.6}} , \quad (1.2)$$

где T_a - абсолютная температура (К), M – средняя молярная масса нефтяного растворителя (г/моль), V - молярный объем парафина (см³/моль), μ - динамическая вязкость (сР), а ξ – т.н. коэффициент ассоциации. Параметры ξ и M являются постоянными в уравнении.

1.3.2 Дисперсия сдвига

Дисперсия сдвига касается уже сформировавшихся частиц, оседающих на холодной поверхности трубы из-за шероховатости стенки и скорости межмолекулярных сил [15]. Дисперсия сдвига является доминирующим механизмом при низкой температуре [13].

Выделившиеся из нефти кристаллы парафина движутся со средней скоростью в направлении потока нефти. Вблизи стенки трубы также будет

наблюдаться боковое движение части парафиновых частиц, известное как сдвиговая дисперсия. Таким образом, часть кристаллов парафина в нефти будет мигрировать к стенке, где они осаждаются, из-за более низкой скорости около стенки по сравнению с центром трубы. У стенки парафин может самостоятельно образовывать осадок или связываться с уже нанесенным парафином путем молекулярной диффузии.

1.3.3 Броуновская диффузия

Когда небольшие твердые кристаллы парафина суспендируются в нефти, они непрерывно бомбардируются молекулами нефти, подвергнутыми термическому перемешиванию. Такие столкновения приводят к небольшим случайным броуновским движениям взвешенных частиц. При градиенте концентрации этих частиц броуновское движение приведет к суммарному движению, которое похоже на диффузию. Коэффициент броуновской диффузии для невзаимодействующих частиц имеет следующий вид [12]:

$$D_b = \frac{RT}{6\pi\mu aN}, \quad (1.3)$$

где D_b - броуновская макроскопическая константа диффузии, R - газовая постоянная, $N = 6.06 \cdot 10^{23}$ /моль - число Авогадро, T - температура, μ - вязкость жидкости и a - радиус броуновской частицы.

1.4 Факторы, влияющие на отложение парафина

Отложение парафина начинает происходить, как только температура стенки трубы становится равной или ниже, чем WAT, поэтому факторы, влияющие на WAT, также важны для отложения парафина. Для однофазной нефти некоторые важные факторы, которые, как считается, влияют на значение WAT, включают состав, температуру, скорость потока и время осаждения [16]. В дополнение к этому, другие факторы, которые вступают в действие в двухфазной водонефтяной эмульсии, включают содержание воды, характер

потока, характеристики эмульсии и свойства поверхности осаждения [17-19] .

1.4.1 Влияние температуры

Разница температур между нефтью и стенкой трубы или наружной средой является причиной и движущей силой, необходимой для возникновения осаждения [20-22]. Однако было показано, что сама по себе разность температур не обязательно приводит к большему количеству осаждения [23-25]. Отложение парафина уменьшается при увеличении температуры сырой нефти и стенки трубы относительно WAT. Vidmus и Mehrotra [24] показали, что отложение парафина можно предотвратить, если сырая нефть протекает по высокопроводящему трубопроводу, поддерживаемому при температуре выше определенной температуры, определяемой как:

$$T_h = WAT + \frac{h_c r_o}{h_h r_i} (WAT - T_c) , \quad (1.4)$$

где h_c и h_h - коэффициенты теплопередачи наружного теплоносителя и внутри сырой нефти соответственно, r_o и r_i - радиусы наружного и внутреннего трубопроводов соответственно, а T_h и T_c - температуры сырой нефти и охлаждающей жидкости соответственно. Было показано, что эта температура может быть относительно высокой для подводных трубопроводов и что было бы энергоемким и неэкономичным поддерживать температуру сырой нефти на этом уровне [24]. Vidmus и Mehrotra [23] указали, что разность температур между поверхностью раздела «нефть-парафин» и стенкой трубы является важным параметром для осаждения парафина. По мере увеличения толщины отложения он создает теплоизоляцию, которая ограничивает скорость теплопередачи и снижает дальнейшее увеличение массы отложения [26].

1.4.2 Влияние состава жидкой смеси

Чем ниже содержание парафина в сырой нефти, тем меньше вероятность того, что произойдет осаждение. Для однофазного осаждения парафина было

показано, что, когда разные составы смеси «парафин-растворитель» подвергаются воздействию одинаковых температурных условий относительно их соответствующих WAT, происходит одинаковое количество осаждения [23,25,27]. Однако, когда все смеси подвергались одинаковым рабочим условиям, смеси с более высоким парафиновым составом давали более твердые отложения. Увеличение содержания парафина в сырой нефти увеличивает ее WAT, что приводит к повышению вероятности осаждения.

Patton и Casad [28] отметили, что нефть, содержащая более легкие парафины, образует нестабильные отложения, которые легко отслаиваются от поверхности осаждения, в то время как нефть с более тяжелыми парафинами и асфальтосмолистыми веществами образует структурно более прочные отложения.

MeRay и др. [29] сообщили, что при добавлении легких фракций к сырой нефти WAT снижается на целых 15°C в зависимости от количества добавленного легкого компонента.

В нескольких исследованиях сообщалось об уменьшении количества выделяющегося парафина с увеличением обводненности нефти [18, 19, 30, 31, 32]. Couto и др. [32] не обнаружили различий в количестве осажденного парафина при использовании соленой воды вместо пресной воды.

1.4.3 Влияние скорости потока

Для осаждения парафина из однофазного потока было показано, что масса отложений уменьшается с увеличением скорости потока сырой нефти независимо от того, является ли поток ламинарным или турбулентным [33, 34]. Было предположено, что при высокой скорости потока жидкости отложившийся парафин смывается со стенок труб, т.к. сил адгезии частиц парафина к металлу трубы становится недостаточно для их удержания.

Однако при малых скоростях потока количество осадений при небольшом увеличении скорости сначала увеличивается. Abdel-Waly [31]

заявил, что первоначальное увеличение осаждения было связано с увеличением массопереноса и адгезией, не компенсируемыми отрывающим действием потока. Однако с увеличением скорости начинает преобладать тенденция удаления части накопившегося парафина.

1.4.4 Влияние времени отложения и старения

Скорость осаждения парафина на поверхности уменьшается со временем из-за теплоизоляции, обеспечиваемой первоначально осажденными твердыми веществами [26]. Таким образом, величина осаждения увеличивается со временем, независимо от условий работы, пока асимптотически не достигнет установившегося значения. На лабораторных установках было показано, что термическое псевдостабильное состояние достигается менее чем за 30 минут во время осаждения из восковых растворов в ламинарных и турбулентных условиях [23, 25, 27, 34, 35].

Сообщалось также, что со временем содержание парафина в отложении увеличивается [23, 27, 34, 36-40]. Это приводит к постепенному упрочнению слоя отложений со временем, которое называют «старением» [21, 36-38]. Во время старения гелеобразный структурированный осадок, содержащий трехмерную сеть твердого парафина с захваченным в нем жидким содержимым, претерпевает характерное изменение со временем, в результате чего он становится богаче тяжелыми парафинами, в то время как содержание более легких парафинов или жидких углеводородов постепенно уменьшается. Singh и др. [36] объяснили это как процесс обратной диффузии, в котором молекулы парафинов с числом атомов углерода ниже определенного критического значения диффундируют из отложения, в то время как молекулы с числом атомов углерода выше этого критического значения диффундируют в отложение. Они отметили, что процесс старения зависит от условий эксплуатации и что он в большей степени зависит от разности температур на отложении, и в меньшей степени – от сил сжатия из-за скоростей потока.

1.4.5 Влияние свойств внутренней поверхности трубы

Осаждение парафина зависит от материала и свойств внутренней поверхности трубопровода. Исследования показывают, что адгезия осадка к поверхности зависит от смачиваемости (энергии свободной поверхности) и / или шероховатости поверхности. Теория, которая поддерживает смачиваемость, предполагает, что кристаллы парафина удерживаются на месте силами адсорбции. Эти силы адсорбции зависят от энергии свободной поверхности, которой обладают как парафин, так и поверхность [28].

Cole и Jessen [26] показали влияние смачиваемости на осаждение парафина в экспериментах по осаждению парафина из однофазного потока. Они наблюдали, что количество осаждения уменьшалось с уменьшением энергии свободной поверхности для данной разности температур. Они обнаружили, что разность температур и энергия свободной поверхности действовали независимо, определяя количество осажденного парафина.

Quintella и др. [41] наблюдали меньшее осаждение в трубопроводах, облицованных полипропиленом, чем в трубопроводах, покрытых полиэтиленом высокой плотности и винилацетатным сополимером. Этот результат объясняется более низкой смачиваемостью между сырой нефтью и трубами с полипропиленовой футеровкой.

Теория шероховатости поверхности предполагает, что шероховатость поверхности осаждения ответственна за прилипание отложений к поверхности. Чем шероховатее поверхность, тем больше сила трения на этой поверхности, которая будет препятствовать отслаиванию осадка из-за сдвига или скорости потока. С уменьшением шероховатости поверхности адгезия частиц парафина ослабевает, и их смыв будет происходить уже при гораздо меньших скоростях потока нефти.

Jorda [42] провел эксперименты по осаждению парафина с использованием устройства для испытаний на холодное пятно и пришел к выводу, что количество, адгезия и средняя молекулярная масса парафина,

который накапливается на поверхности осаждения, увеличивается с увеличением шероховатости поверхности. Он объяснил меньшее количество парафина, наблюдаемое на поверхностях с пластиковым покрытием, по сравнению с металлическими поверхностями, тем, что пластиковое покрытие было просто более гладким.

Скорость образования отложений парафина зависит от шероховатости внутренней поверхности трубопровода только в начале процесса. Как только слой парафина становится достаточно толстым, интенсивность отложения уже не зависит от свойств поверхности.

1.4.6 Влияние давления и газового фактора

Если давление в трубопроводе выше давления насыщения, то температура начала кристаллизации парафина WAT растет при дальнейшем повышении давления. Если же гидростатическое давление ниже давления насыщения, то будем наблюдать рост WAT. Последнее объясняется ростом объёма выделяющегося газа, что влияет на растворимость парафинов в нефти.

Проводились также исследования, показавшие роль самих газовых пузырьков в парафинизации трубопроводов как центров кристаллизации [43].

1.5 Существующие методы и средства контроля

толщины парафиновых отложений в нефтепроводах

1.5.1 Требования, предъявляемые к средствам измерения

толщины парафиновых отложений в нефтепроводах

К средствам измерения толщины парафиновых отложений в нефтепроводах на сегодняшний день предъявляются такие требования:

1) должен выполняться принцип неразрушающего контроля, - это значит, что измерительные преобразователи должны устанавливаться на трубе без каких-либо ее механических деформаций;

2) метод измерения должен быть применимым для различных диаметров труб и быть работоспособным для широкого диапазона толщин отложений; особенно остро ощущается нехватка средств контроля парафиновых отложений в трубопроводах малого диаметра - до 300 мм. Наиболее критичным диапазоном толщины парафиновых отложений является диапазон 1..10 мм, т.к. технологические подсистемы удаления парафина (например, на основе распределенных электронагревателей) энергетически выгоднее включать на ранних стадиях роста отложений;

3) должна быть обеспечена достаточная точность измерений. Основная приведенная погрешность не должна превышать 10%. Обеспечивать погрешность ниже 5% не имеет смысла из-за неравномерности толщины самого слоя отложений. Различные дестабилизирующие факторы, такие как неравномерность скорости потока нефти, флуктуации давления в трубопроводе, изменения внешней температуры, наличие газовых пузырьков и др., не должны помешать получать достоверные результаты;

4) результат контроля толщины отложений должен соответствовать определенному, достаточно короткому участку трубы (определенному сечению), с возможностью оценки неравномерности отложений по окружности;

5) средства измерения должны быть просты в эксплуатации и безопасны;

6) Должен быть обеспечен удобный интерфейс передачи данных.

Перечисленные требования выполнять одновременно довольно трудно.

Для измерения толщины парафина в трубе могут использоваться различные физические принципы. Далее кратко рассматриваются средства измерения на основе гидродинамических, ультразвуковых, радиационных, вихретоковых, диэлькометрических и тепловых методов измерения.

1.5.2 Гидродинамические методы

На сегодняшний день единственный из гидродинамических методов, использующийся для определения толщины парафина внутри нефтепроводов –

это метод перепада давления [44, 45]. Он основан на концепции, согласно которой осаждение парафина в секции трубы уменьшает ее эффективный внутренний диаметр, что приводит к увеличению падения давления на этой секции. В системе измерения, кроме двух манометров, также необходимо иметь расходомер и подсистему поддержания постоянной мощности насоса. Падение давления и расход будут зависеть от гидравлического сопротивления секции, которое, в свою очередь, зависит от эффективного сечения секции, определяемого толщиной отложений. Толщина парафина δ_w , осажденного на стенке трубы, может быть точно рассчитана из следующего уравнения, представленного в [46]:

$$(d_i - 2\delta_w)^{5-n} = \frac{2c\rho L}{\Delta P_f} \left(\frac{\mu}{\rho}\right)^n \left(\frac{4Q}{\pi}\right)^{2-n}, \quad (1.5)$$

где ΔP_f - перепад давления, L - длина участка трубы, d_i - эффективный внутренний диаметр, Q - расход, ρ - плотность жидкости, μ - вязкость сырой нефти, коэффициенты $c=16$, $n=1$ для ламинарного потока и $c=0,046$, $n=0,2$ для турбулентного потока.

Метод перепада давления является простым и легко реализуемым, однако он метрологически надежен только для больших скоростей потока, но не является достаточно точным для условий малого расхода. Кроме того, оценка толщины отложений получается осредненной по длине секции трубы L , что не всегда приемлемо.

1.5.3 Ультразвуковые методы

Ультразвуковые методы широко используются в практике неразрушающего контроля. Используются измерения затухания ультразвукового импульса или скорости его распространения при прохождении через поперечное сечение трубы.

В одном способе [47], основанном на измерении затухания, вычисляют отношение амплитуды импульса, прошедшего через металлическую стенку

трубы с отложениями и амплитуды импульса, прошедшей через такую же стенку без отложений. Затем по значениям этих отношений строят градуировочные кривые, с помощью которых вычисляют толщину отложений. Способ не свободен от дополнительной погрешности, связанной с наличием газовых пузырьков в нефти и (или) парафине.

В устройстве УЛИС применяется способ, основанный на измерении скорости ультразвука [48]. Устройство имеет совмещенные в одном пьезокерамическом преобразователе излучатель и приемник. Зондирующие импульсы отражаются от противоположной стенки трубы. Задержка по времени между зондирующим и принятым импульсами является функцией толщины парафинового слоя, т.к. в парафине скорость ультразвука сильно отличается от скорости в жидкости. Подобное устройство описано в [49].

В устройстве, описанном в [50, 51], пьезопреобразователь также устанавливается на внешней поверхности трубы (рисунок 1.3).

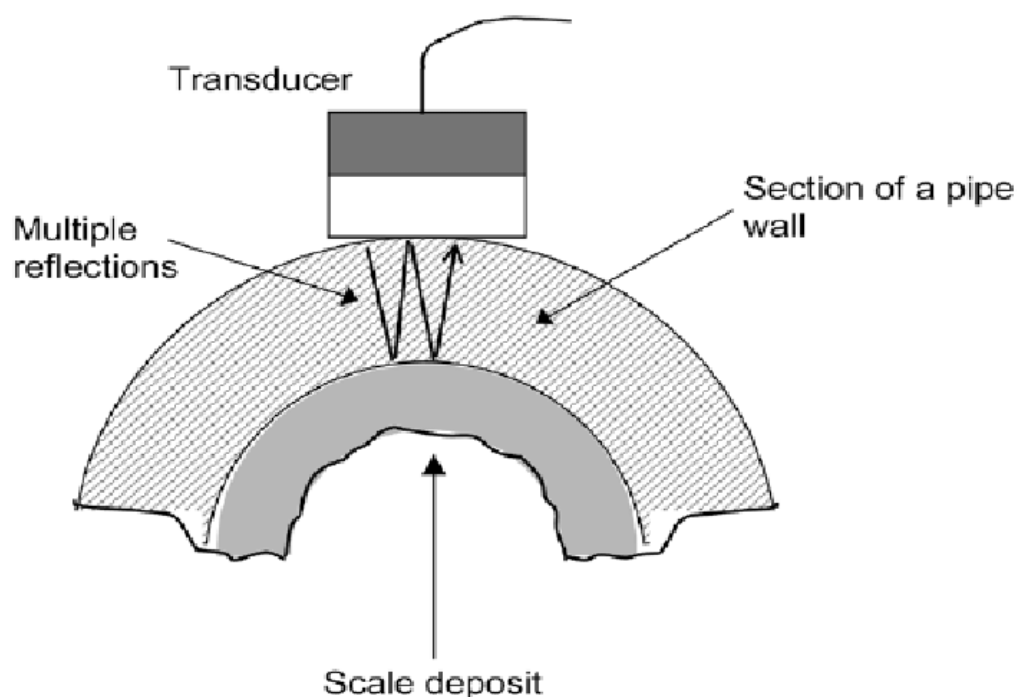


Рисунок 1.3 - Ультразвуковой метод измерения толщины отложений

В начале цикла преобразования он выполняет функцию излучателя короткого ультразвукового импульса, затем пьезопреобразователь подключается на вход чувствительного приемника и служит для приема импульсов, отраженных от границ раздела сред. Причем в составе принятых импульсов будут ярко выделяться импульсы, многократно отраженные от границы «металл-парафин», и довольно слабо будут проявлять себя импульсы от границы раздела «парафин-жидкость». Одной из задач измерительной аппаратуры здесь является выделение временных интервалов между соответствующими импульсами, отраженными от двух названных границ раздела. Эти интервалы соответствуют времени прохода ультразвука в слое парафина туда-обратно и, значит, толщине этого слоя. Анализу подвергаются также амплитуды принятых импульсов, т.к. их соотношение также зависит от толщины слоя парафина. Такое комплексирование позволяет получить более точную информацию о толщине слоя, т.к. позволяет учесть возможные изменения скорости ультразвука в парафине.

Ультразвуковой контроль также может быть применен для обнаружения отложений при использовании передвижного диагностического прибора внутри трубы, когда внешняя часть трубопровода недоступна. Такое бывает при подземной закладке трубопровода. Иллюстрация типичной установки для ультразвуковой системы изнутри трубопровода представлена на рисунке 1.4, [52].

Выявление отложений в нефтяных трубопроводах с помощью т.н. акустических сигнатур, получаемых в результате ультразвуковых измерений, было продемонстрировано Gunarathne и др. в [51, 53]. Система анализирует профиль затухания множества эхо-сигналов, генерируемых в среде 1 в присутствии среды 2 (рисунок 1.5) и сообщает о четырех переменных A , B , C и D , которые вписываются в математическое выражение вида:

$$y = Ae^{-B(x-C)} + D, \quad (1.6)$$

где A относится к первой амплитуде эхо-сигнала, B – к затуханию реверберации, C – времени прихода первого эхо-сигнала, D – к отношению «сигнал/шум».

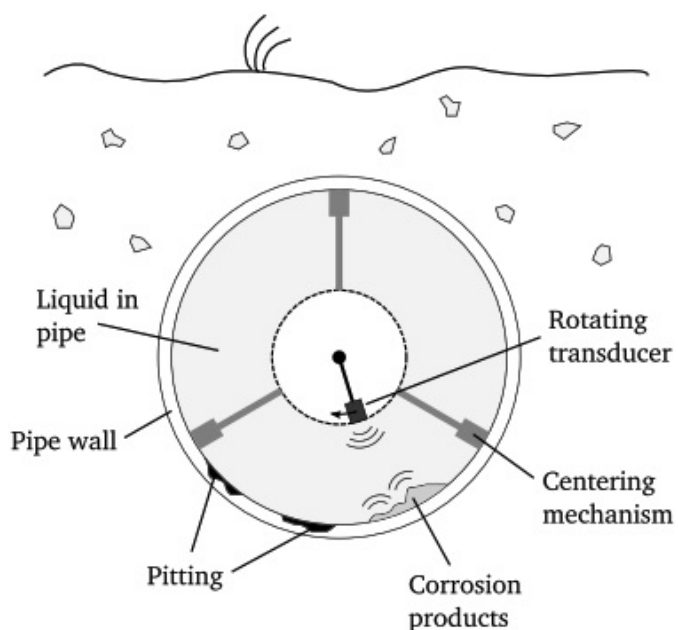


Рисунок 1.4 - Система внутреннего ультразвукового контроля

Коэффициент B в приведенном выше уравнении имеет особое значение, которое зависит от акустического контраста двух сред. Следовательно, зная свойства среды 1 (например, стальной стенки в случае трубопровода), можно оценить свойства материала под ним (например, отложения парафина) и определить тип материала [54].

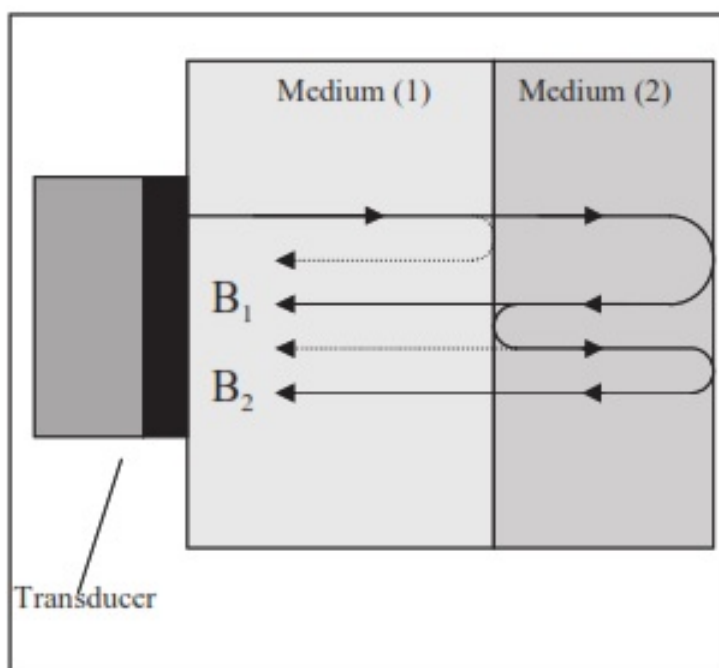


Рисунок 1.5 - Отражение ультразвука от двух границ

Однако надежность такой идентификации с использованием одного параметра часто может быть ограничена и подвержена неопределенности окружающей среды.

В целом, использование ультразвуковых методов имеет много преимуществ [55]. К ним можно отнести высокую чувствительность, низкое энергопотребление, быстрое действие, возможность установки датчика только с одной стороны внешней поверхности трубы, возможность детального изучения любого сечения трубы, абсолютная безопасность для персонала, возможность портативного исполнения датчиков и систем.

В то же время ультразвуковые методы имеют некоторые недостатки. Датчик должен иметь хороший акустический контакт с поверхностью трубы. Для этого место контакта нужно специально подготавливать (удалять краски, изоляцию, ржавчину, зачищать и зашлифовывать поверхность, применять специальные звукопроводящие гели). Процесс подготовки поверхности отнимает много времени и влияет на производственный процесс [49]. Также большое значение имеет точное направление датчика по нормали к поверхности, которое не всегда удается соблюдать.

Т.к. в ультразвуковых методах используется импульсное зондирование, то в составе принятых отраженных и переотраженных импульсов содержатся и те, которые приходят от противоположной стенки трубы, и они мешают выделению полезной информации. Поэтому ультразвуковые методы обычно не применяют на трубах малых диаметров (диаметром менее 100 мм).

Сигналы ультразвуковых датчиков сильно зависят от фазового состава эмульсии, особенно при наличии газовых пузырьков. Кроме того, ультразвуковые датчики подвержены действию акустических и электромагнитных помех.

1.5.4 Радиационные методы

Радиационные методы оценки толщины парафина в трубах могут быть

основаны на различных эффектах, для зондирования могут применяться различные типы частиц и различные радиоактивные материалы.

В работах [56-58] описана система, включающая в себя источник гамма-излучения (цезий-137) с энергией 0,2-1,0 МэВ, детектор прошедшего поперек трубы излучения на базе сцинтилляционного кристалла NaJ (Tl), и приемник вторичного (светового) излучения на базе фотоумножителя (рисунок 1.6).

Зондирующий поток гамма-излучения после взаимодействия с трубопроводом разбивается на два: прямой ослабленный и рассеянный. Для оценки толщины парафиновых отложений достаточно контролировать пучок прямого ослабленного излучения, рассеяние при этом не контролируется. Такая система позволяет одновременно измерять толщину парафина на внутренней поверхности нефтепровода и определять состав потока перекачиваемой жидкости.

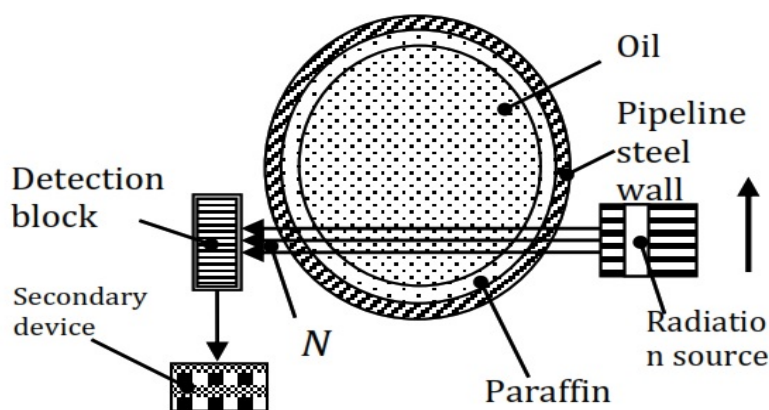


Рисунок 1.6 – Радиоизотопная система измерения толщины парафинового слоя на стенках трубопровода

Интенсивность радиоизотопного излучения I относительно исходного I_0 в каждом из пройденных материалов (металлической стенке, нефти и слое парафина) зависит от плотности вещества ρ , коэффициентом ослабления излучения μ и его толщины δ описывается законом Бера-Ламберта [60]:

$$I = I_0 \cdot e^{-\mu\rho\delta} \quad (1.7)$$

Из трех выражений типа (1.7) можно вывести итоговое выражение для расчета

толщины слоя отложений δ_w .

Подобные системы описаны во многих источниках [61-64] (рисунок 1.7). В качестве источников гамма-излучения используют обычно кобальт-60 и цезий-137. Причем по причине более высокой энергии кобальт-60 всегда применяется для трубопроводов с толстой стенкой или большим диаметром. И напротив, цезий-137 используется для тонкостенных или нормальных толщин стенок трубопроводов.

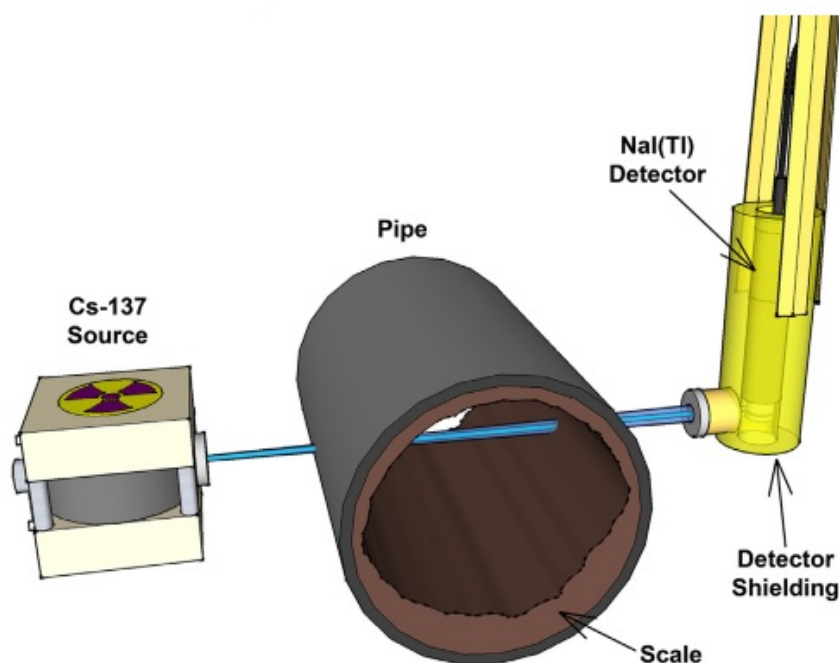


Рисунок 1.7 - Измерительная система с регистрацией прямого ослабленного гамма-излучения

В [59] описан радиоизотопный метод, основанный на комптоновском рассеянии и фотоэлектрическом поглощении гамма-излучения. В отличие от предыдущей системы, здесь регистрируется не прямое ослабленное излучение, а рассеянное комптоновское.

В методе замедления нейтронов и метода обратной диффузии [65] (рисунок 1.8) быстрые нейтроны, испускаемые источником, проникают в стальную трубу без значительного поглощения, поскольку железо имеет малое сечение поглощения для быстрых нейтронов. Они упруго взаимодействуют с атомами водорода и углерода парафина и нефти и тем самым замедляются.

Некоторые из замедленных нейтронов диффундируют назад и обнаруживаются детектором нейтронов на основе газонаполненного пропорционального счетчика с трехфтористым бором BF_3 . Это детектор медленных нейтронов, который плохо реагирует на быстрые нейтроны и сильно – на низкоэнергетические. Для того, чтобы разделить сигналы от исходных бомбардирующего вещества нейтронов и вторичного гамма-излучения используют специальные устройства разделения.

Количество медленных нейтронов увеличивается с увеличением толщины парафина, и это регистрируется счетчиком.

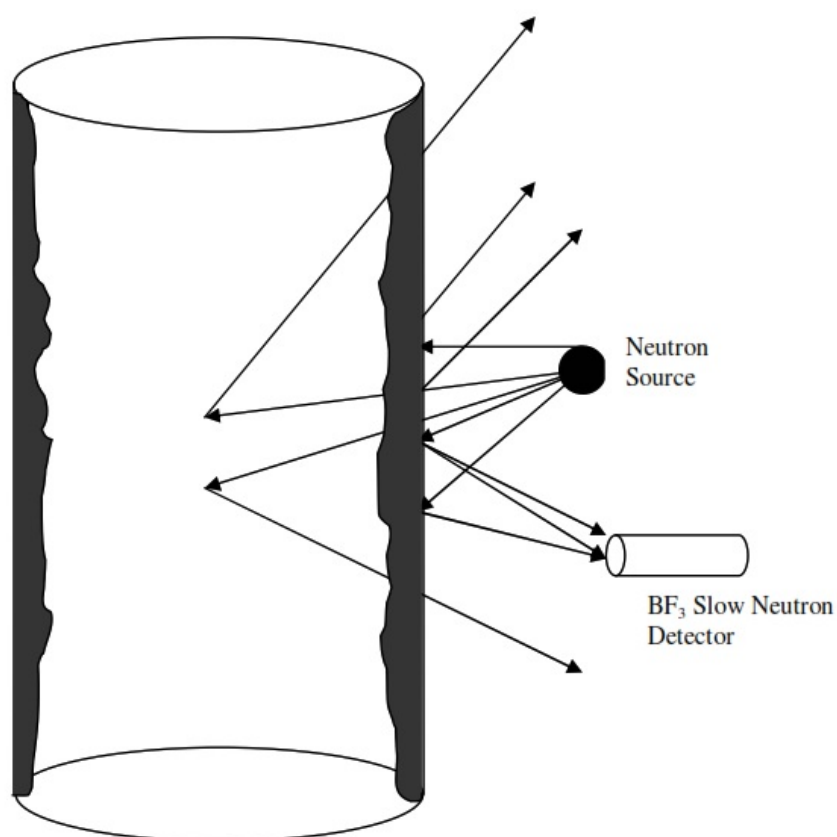


Рисунок 1.8 - Обратное рассеяние нейтронов

Радиационные методы особенно удобны тем, что они полностью бесконтактны, т.е. отсутствует вообще какой-либо контакт зондирующих и детектирующих элементов с трубой. Здесь нет проблемы наличия дополнительных слоев (например, изоляции) на поверхности трубы и их не нужно удалять.

Недостатком является само наличие дорогостоящих ионизирующих

источников, которые не всегда безопасны, и работа с которыми требует от персонала соблюдения специальных правил и регламентов.

1.5.5 Вихретоковые методы

Вихретоковые методы широко применяются в дефектоскопии металлов. Они основаны на возбуждении электромагнитного импульса в материале с помощью возбуждающей катушки с последующей регистрацией отклика, обусловленного вихревыми токами, приемной катушкой. Поскольку проводимость металлической стенки трубы на порядки выше, чем проводимость парафиновых отложений, то выявить наличие отложений с помощью такого сигнала проблематично.

Однако существуют решения [66, 67], которые позволяют и с помощью этой группы методов оценивать толщину отложений. В любом случае в возбуждающей катушке генерируют прямоугольный импульс, а затем анализируют снимаемую с приемной катушки экспоненциальную кривую напряжения, обусловленную вихревыми токами (рисунок 1.9).

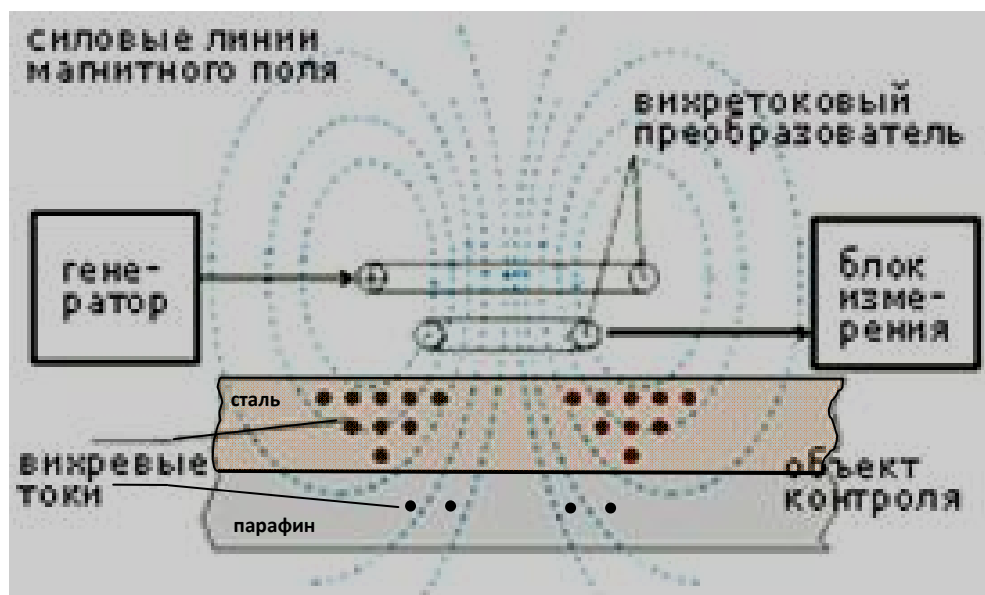


Рисунок 1.9 – Применение вихретокового преобразователя для обнаружения отложений

Авторы патента [67] утверждают, что наведенные вихревые токи сначала

возникают в металле, и лишь спустя определенное время наводятся и в слое отложений, поэтому необходимо применение специального алгоритма выделения полезного сигнала, учитывающего этот факт.

Однако данные методы практически применимы только для пустых труб, т.е. не заполненных жидкостью. Протекающая жидкость, проводимость которой очень нестабильна и может быть выше, чем у парафиновых отложений, добавит свою составляющую вихревых токов, что сделает измерения невозможными.

1.5.6 Тепловые методы

Тепловые методы измерения толщины парафиновых отложений основаны на зависимости процессов теплопередачи в трубопроводе от толщины этих отложений.

Один из способов [68] (рисунок 1.10), реализующих тепловой метод измерения, состоит в том, что в трубу помещают совмещенные электронагреватель и термодатчик 3 таким образом, что чувствительный элемент датчика расположен на уровне внутренней поверхности трубы. На рисунке 1.10 для этого датчика цифрами обозначены:

- 1 – корпус датчика;
- 2 – трубопровод;
- 3 – термодатчик с нагревателем;
- 4 – зона измерений датчика 3;
- 5 – второй термодатчик;
- 6 – зона измерений датчика;
- 7 – расстояние между термодатчиками
- 8 – электронный блок-анализатор;
- 9 – отложения на стенке.

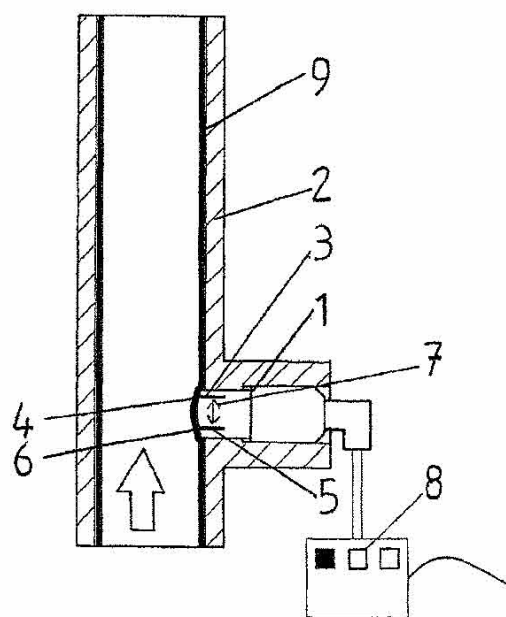


Рисунок 1.10 – Врезной тепловой датчик отложений

В устройстве есть термодатчик 5 для измерения температуры потока, которую вычитают из показаний датчика 3, чтобы оперировать только относительной температурой.

Электронагреватель включают, а затем выключают, все время регистрируя температуру. Показания будут существенно различаться для случаев чистого трубопровода и трубопровода с парафиновыми отложениями. Во втором случае условия теплообмена будут хуже (рисунок 1.11).

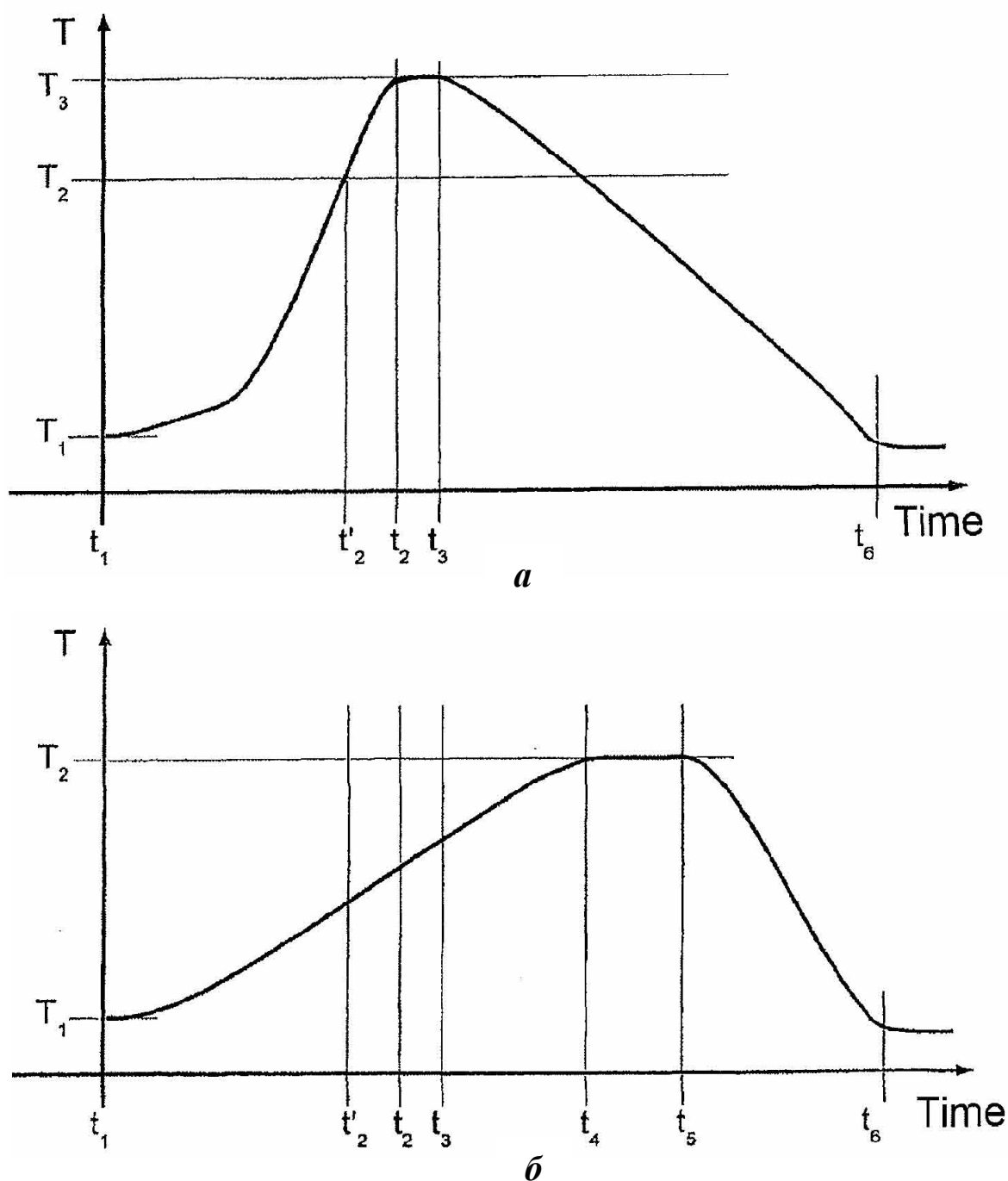


Рисунок 1.11 – Диаграммы для теплового датчика: а – с отложениями, б – без отложений

Из временных диаграмм рисунка 1.11 видно, что при наличии отложений нагрев до температуры теплового баланса идет быстрее, чем в чистой трубе, а остывание – медленнее (проявляется эффект термоизоляции). Толщину парафина рассчитывают по измеренным параметрам зависимостей температуры от времени. Причем авторы предлагают 4 различных варианта расчетов:

- 1) по времени остывания (t_6-t_3 ; t_6-t_5 по рисунку 1.11,а,б);
- 2) по времени нагревания до момента термобаланса (t_2-t_1 ; t_4-t_1 по рисунку 1.11,а,б);
- 3) по времени нагревания до температуры T_2 , которая является константой, определенной на опыте с чистой трубой (t'_2-t_1 ; t_4-t_1 по рисунку 1.11,а,б);
- 4) по разности температур T_3-T_2 .

Достоинствами описанного способа являются достаточно высокая точность и относительно невысокая стоимость датчика. Недостаток состоит в том, что в трубу приходится врезать специальные дополнительные элементы. Это далеко не всегда приемлемо.

Способ [69] свободен от такого недостатка. Здесь на трубе соосно с ней размещают электронагреватель и термодатчик, имеющие кольцеобразную форму, причем разносят их на некоторое расстояние друг от друга (рисунок 1.12).

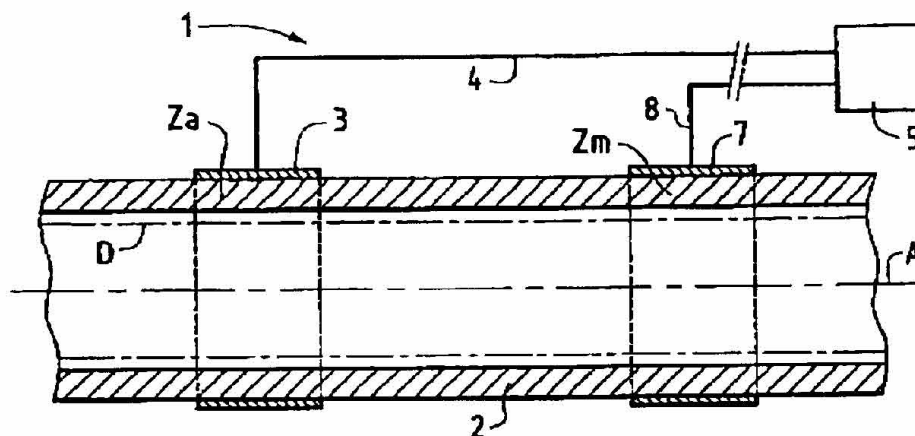


Рисунок 1.12 – Тепловой преобразователь с кольцевыми нагревателем и термодатчиком

Этот способ полностью соответствует идее неразрушающего контроля: не применяются какие-либо воздействия на трубопровод, изменяющие его форму и требующие остановки потока. Электронагреватель периодически подключают к источнику питания. При этом с помощью термодатчика регистрируют температуру, зависящую от условий теплопередачи по трубе. На рисунке 1.13 показаны формы сигнала при отсутствии и при наличии отложений. При отсутствии термоизолирующего слоя парафина тепловой поток нагревателя почти полностью уносится потоком жидкости, и до термодатчика доходит только малая его часть. В случае, когда труба изолирована от жидкости слоем парафина, большая часть тепла от нагревателя без серьезных потерь доходит до термодатчика. По получившейся амплитуде сигнала можно судить о толщине парафинового слоя.

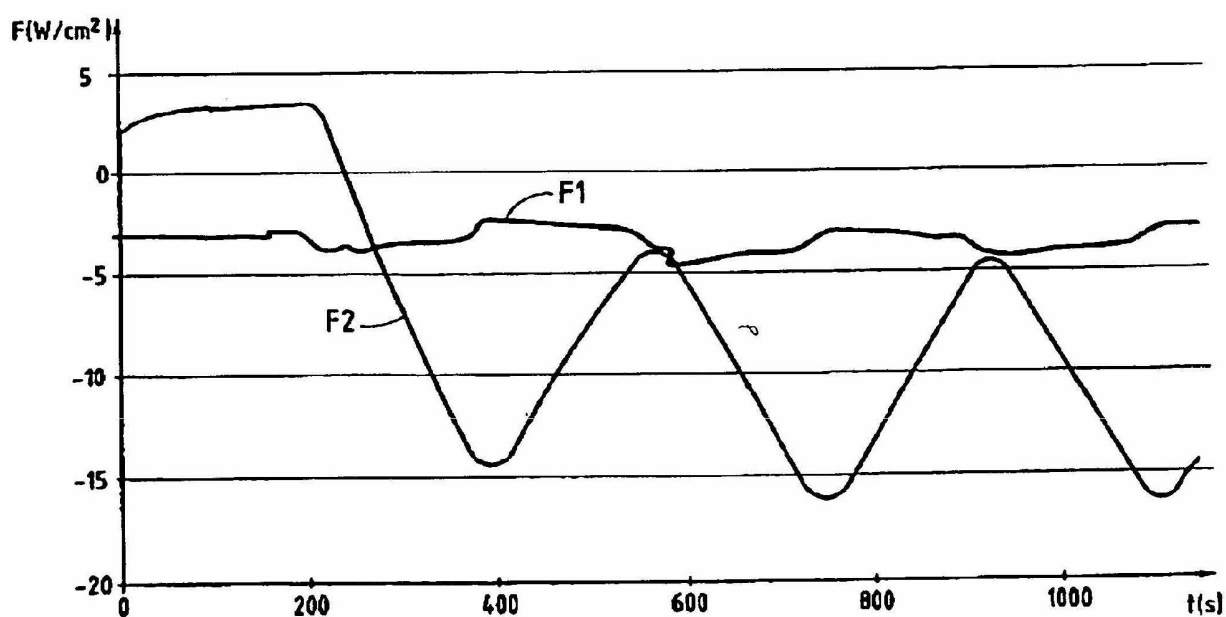


Рисунок 1.13 – Форма сигнала теплового датчика:
F1 – при отсутствии отложений; F2 – при наличии отложений

Недостаток рассмотренного способа заключается в том, что из-за большой удаленности друг от друга нагревателя и датчика результат получается осредненным по длине отрезка трубы и не учитывается

неравномерность слоя парафина по окружности в поперечных сечениях трубы. Чувствительность регистрируемого сигнала к толщине парафина довольно низкая, так как основная часть тепла распространяется вдоль стенки трубы в обе стороны и не зависит от толщины слоя отложений.

Последний из указанных недостатков может быть устранен или минимизирован за счет использования т.н. «нагревателей-термобарьеров». Такой подход применен, например в способе, описанном в [70]. Идея состоит в окружении основного нагревателя, расположенного на наружной поверхности трубы, вторым нагревателем кольцеобразной формы, который также имеет тепловой контакт с той же поверхностью (рисунок 1.14).

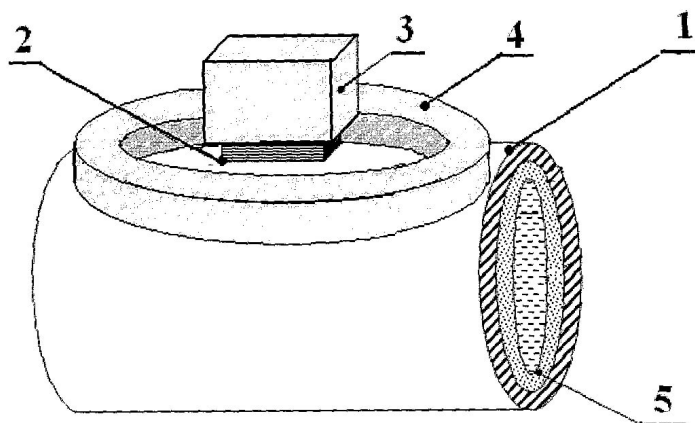


Рисунок 1.14 – Тепловой датчик с дополнительным нагревателем-термобарьером:
1 – труба; 2 – нагреватель с термодатчиком; 3 – термоизолятор;
4 – кольцевой нагреватель-термобарьер; 5 - отложения

Назначение кольцеобразного нагревателя состоит в формировании вокруг первого нагревателя эквитермальной зоны, изменяющей градиент температур. На рисунке 1.15 показаны схемы распространения тепла в продольном сечении трубы для случая обычного датчика с нагревателем (а) и для случая с дополнительным кольцевым нагревателем (б). Во втором случае значительная часть теплового потока распространяется не по стенке трубы, а направляется в слой парафина, что делает зависимость регистрируемой температуры более чувствительной к толщине слоя парафиновых отложений. Толщина этого слоя

отложений может быть определена по каким-либо параметрам записанной временной диаграммы.

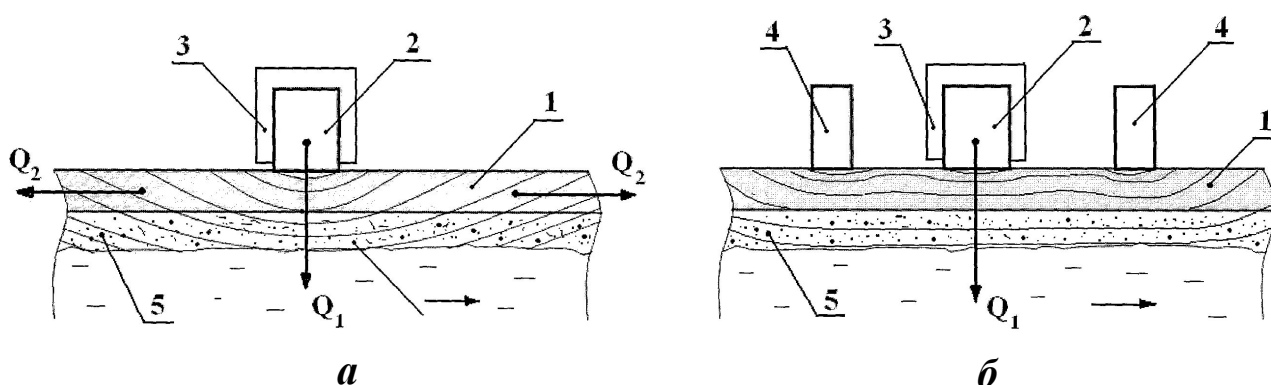


Рисунок 1.15 – Схема распространения теплового потока:
а – для обычного датчика с нагревателем; б – для датчика с дополнительным кольцевым нагревателем

Недостаток описанного способа в том, что оценка толщины отложений производится точечно, т.е. в локализованной области под нагревателем. Однако для достоверного контроля отложений необходимо производить такой контроль в нескольких точках окружности в заданном поперечном сечении трубы. Размещение же нескольких описанных преобразователей (точечный нагреватель с термодатчиком + охватывающий их дополнительный нагреватель) по окружности нецелесообразно, что особенно относится к трубам небольшого диаметра.

Для размещения на поверхности трубы могут быть успешно применены кольцевые нагреватели, особенно если это труба малого диаметра. Такое решение, например, применено в способе, защищенном патентом [71] (рисунок 1.16). Согласно этому способу, на трубе устанавливают один кольцевой нагреватель, а в одну линию на поверхности трубы вдоль ее оси размещают несколько термодатчиков с равномерным удалением от нагревателя. После включения нагревателя ожидают установления термобаланса, после чего регистрируют показания температуры для каждого датчика. При увеличении дистанции от нагревателя температура на поверхности уменьшается по закону, близкому к экспоненциальному. Скорость изменения температуры зависит от

того, насколько интенсивно идет теплообмен металлической стенки с жидкостью. При отсутствии отложений наблюдаем быстрое изменение температуры, а при их наличии теплообмен стенки с жидкостью ухудшается, и чем больше толщина парафина, тем более замедленным будет изменение температуры. По параметрам температурных зависимостей вычисляют толщину парафина.

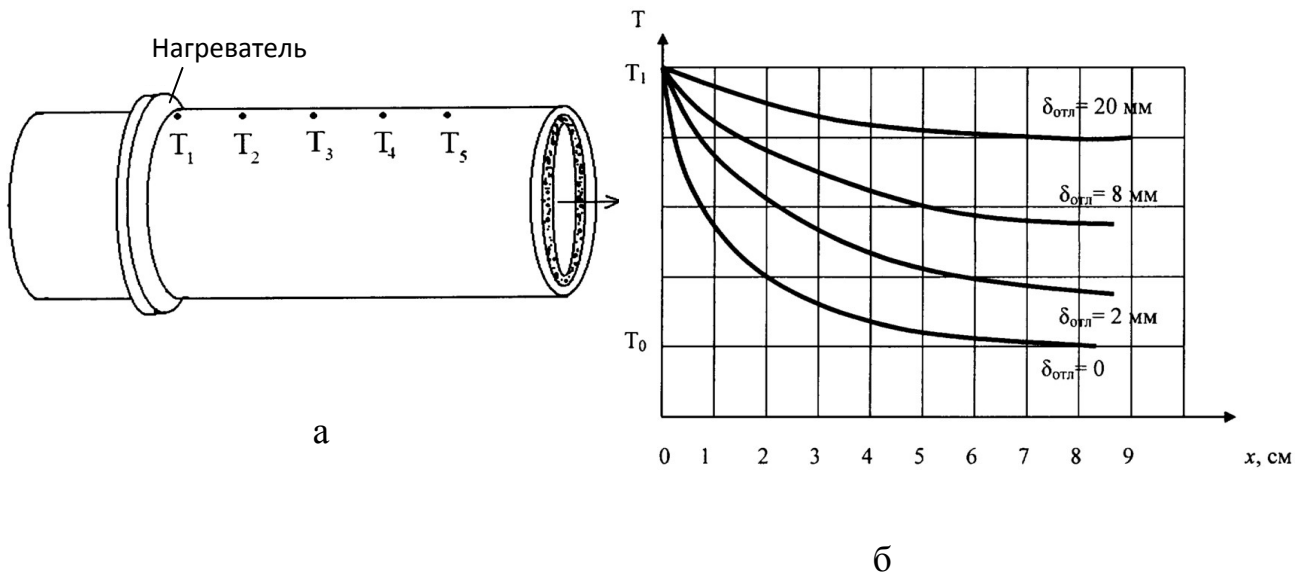


Рисунок 1.16 – Одна из реализаций теплового метода измерения толщины отложений:
 а – расположение датчиков температуры на трубе,
 б – градиент температуры для разной толщины слоя отложений

Данный способ не обладает высокой чувствительностью к толщине парафинового слоя, т.к. тепловой поток от нагревателя в основном теряется в стенке трубы, и лишь небольшая его часть направляется внутрь трубы, т.е. в парафин и далее в жидкость, поэтому зависимость измеряемых параметров теплового процесса от толщины парафина относительно мала, что приводит к значительным погрешностям вычисления этой толщины. Еще один недостаток этого способа заключается в вычислении результата, соответствующего отрезку трубы определенной длины, на которой расположены датчики. Но по длине этого отрезка толщина слоя парафина может быть разной, и результат оказывается осредненным по длине, тогда как более достоверной и полезной

была бы информация, относящаяся к конкретному поперечному сечению трубы. Кроме того, распределение толщины отложений по окружности любого сечения также неравномерно, а измерения по данному способу этого не учитывают.

Известно также применение теплового метода измерения толщины парафиновых отложений в скважинных трубах [72]. Но здесь есть своя специфика, которая заключается в невозможности расположения измерительного преобразователя на наружной поверхности трубы. Поэтому преобразователь находится внутри скважины, а для измерения используется конвективный теплообмен в жидкости, который протекает по-разному в зависимости от толщины парафина на стенке трубы.

1.5.7 Диэлькометрические, радиоволновые и оптические методы

Названные методы практически неприменимы для неразрушающего контроля парафина внутри металлических труб, поэтому подробно их не рассматриваем. Для их реализации требуется либо какое-либо предварительное изменение конструкции трубы, либо замена металлической трубы на неметаллическую (стеклянную, керамическую, пластиковую). Еще одним вариантом реализации этих методов является размещение средств измерения на мобильных инспекционных снарядах (PIG), перемещаемых в трубе вместе с потоком.

Диэлькометрические методы [73] основаны на оценке диэлектрической проницаемости вещества, заключенного между двумя электродами, либо электрической емкости конденсатора, образованного этими электродами. В данном случае одним из электродов является собственно труба, а вторым – специальный металлический элемент, расположенный внутри трубы и изолированный от нее. Он может располагаться, например, коаксиально трубопроводу. Эти методы в общем случае нельзя отнести к неразрушающим, потому что для размещения внутреннего электрода требуется либо

расстыковка трубы, либо врезка в нее.

Для использования СВЧ-устройств необходимо, чтобы их приемопередающие антенны были на одной поверхности с внутренней стенкой трубы. Для измерения толщины парафина проще реализовать фазометрический способ СВЧ-измерений. При этом длина волны зондирующего излучения должна быть в миллиметровом или субмиллиметровом диапазоне [74].

Оптические измерительные устройства не нашли применения для автоматического контроля парафиновых отложений из-за быстрого загрязнения оптики. Исключение составляют видеотехнические эндоскопические системы [75], позволяющие визуализировать внутритрубную ситуацию, но и они пригодны только для периодических инспекций. Их можно использовать, вводя внутрь потока через специальные лубрикаторы. Автор использовал подобную эндоскопическую систему для визуализации роста парафиновых отложений в испытательном стенде. Для доступа к открытому для съемки торцу трубы поток жидкости временно перекрывался, производилась видеосъемка, после чего автоматически анализировалось изображение и делался расчет толщины слоя парафина. Система описана в р.4.

1.5.8 Сопоставительная оценка методов

Для определения применимости рассмотренных групп методов в системах автоматического контроля толщины парафиновых отложений была сделана их комплексная экспертная оценка по ряду критериев (таблица 1.2).

Для оценки опрашивалось 5 экспертов в данной области техники. Результаты осреднялись до целых значений баллов. Для оценки использовались показатели, исходящие из требований, приведенным в р. 1.5.1, а также некоторые другие. Показатели имеют неодинаковый вес. Например, точность и метрологическая надежность оценивались в диапазоне баллов 0..20, тогда как быстроедействие, как менее значимый – в диапазоне 0..5. Для всех групп методов считались обязательными неразрушающий характер контроля и

возможность круглосуточной работы. Поэтому группы методов из р. 1.5.7 в таблицу не попали.

Таблица 1.2 – Результаты комплексной экспертной оценки групп методов

Методы	Технические, эксплуатационные и экономические характеристики (макс. количество баллов за показатель)										
	Точность (20)	Метрологическая надежность (20)	Ресурс (10)	Быст- родей- ствие (5)	Возмож- ность контро- ля любо- го попе- речного сечения трубы (10)	Уни- версаль- ность приме- нения по диамет- ру труб (10)	Безо- пас- ность (10)	Доступ- ность для потре- бителя (в т.ч. по сто- имости) (10)	Прос- тота уста- новки и обслу- жива- ния (10)	Энерго- эффек- тив- ность (5)	Сумма баллов
Гидро- динами- ческие	4	7	7	3	0	10	10	4	7	3	55
Ультразвуковые	18	5	5	4	10	2	10	5	2	5	66
Вихре- токовые	2	2	3	5	10	9	10	5	2	5	53
Радиационные	18	12	7	5	10	10	2	1	2	4	71
Тепловые	17	18	9	2	9	10	9	9	8	2	93

Результаты проведенной экспертной оценки говорят о преимуществе тепловых методов. Поэтому именно на них стоит обратить внимание при разработке систем автоматического контроля парафина в нефтепроводах.

Результаты и выводы по главе 1

1. Сформулированы требования, предъявляемые к средствам измерения толщины парафиновых отложений в нефтепроводах, важнейшими из которых являются: обеспечение неразрушающего контроля; уровень основной приведенной погрешности в диапазоне толщин ТПО 0..10 мм не выше 10%;

возможность измерений в широких диапазонах диаметров труб и толщин отложений; возможность получения результата для конкретного поперечного сечения трубы, невысокая стоимость, простота и безопасность эксплуатации.

2. Сделан обзор различных методов измерения толщины парафиновых отложений, проанализирована их применимость в соответствующих системах автоматического контроля. Наиболее применимыми являются ультразвуковые, радиационные и тепловые методы. Однако ультразвуковые методы труднореализуемы на трубах малого диаметра (< 100 мм) и не обладают достаточной метрологической надежностью из-за высокой восприимчивости к акустическим и электромагнитным помехам. Радиационные методы дороги и требуют особого регламента эксплуатации. По комплексу показателей наиболее предпочтительны тепловые методы.

3. Рассмотрены известные технические решения для реализации тепловых методов измерения толщины парафина в трубах. В частности, проанализирован способ-прототип, который включает в себя установку на трубе кольцеобразного нагревателя и нескольких термодатчиков с равномерным удалением от нагревателя, расположенных в одну линию на поверхности трубы вдоль ее оси. После включения нагревателя и установления термобаланса, регистрируют показания температуры для каждого датчика. По параметрам температурных зависимостей вычисляют толщину парафина. Недостатками способа являются:

- невысокая чувствительность к толщине отложений (а значит, большая погрешность ее измерений), по причине того, что тепловой поток от нагревателя распространяется внутри стенки трубы, а в слой парафина попадает лишь его небольшая часть;

- формирование результата измерений, относящегося в целом к протяженному участку трубы, по длине которого парафиновые отложения в общем случае могут менять свою толщину;

- отсутствие учета неравномерности распределения толщины отложений по окружности в любом сечении трубы.

Имеются резервы улучшения способа-прототипа по части повышения чувствительности, и, как следствие, точности измерений толщины отложений.

Таким образом, можно сформулировать *цель данной работы* как создание системы автоматического контроля толщины парафиновых отложений в нефтепроводах на основе тепловых методов, применимой в широком диапазоне диаметров труб и обладающей повышенной точностью определения толщины парафинового слоя.

Для достижения этой цели необходимо:

- 1) предложить и теоретически обосновать улучшенную модификацию теплового метода измерения ТПО в нефтепроводах;
- 2) выполнить компьютерное моделирование ИП ТПО с целью выбора информативных параметров тепловых процессов, подлежащих измерению в САК.
- 3) разработать структуру и алгоритм работы САК ТПО;
- 4) разработать испытательный стенд для градуировки и испытаний САК ТПО;
- 5) провести экспериментальные исследования системы.

2 МОДИФИКАЦИЯ ТЕПЛОВОГО МЕТОДА ИЗМЕРЕНИЯ ТОЛЩИНЫ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕПРОВОДАХ

2.1 Использование термобарьеров для управления тепловыми потоками

Тепловые методы измерения ТПО, описанные в гл.1 – это косвенные методы, заключающиеся в измерении каких-либо параметров теплового процесса, в которые вовлечен в т.ч. слой отложений, и вычислении ТПО по результатам прямых измерений. При этом в расчетную формулу, связывающую ТПО δ с измеренными параметрами, кроме этих параметров теплового процесса, протекающего в стальной трубе и парафине, могут входить и другие параметры, связанные с влияющими факторами (такими как скорость и характер потока жидкости, состав жидкости, температура окружающей среды и т.д.).

Во всех описанных в гл.1 тепловых методах измерения ТПО используют нагреватель, установленный на поверхности трубы, и один или группу датчиков температуры, регистрирующих ход теплового процесса.

Для того, чтобы получить приемлемую точность определения ТПО, необходимо, чтобы чувствительность измеряемых параметров к ТПО δ была достаточно высокой. Однако в известных методах чувствительность к парафиновому слою невысока из-за того, что большая часть теплового потока от нагревателя устремляется по стенке трубы в продольном направлении, а в слой отложений попадает относительно небольшая его часть.

Увеличить объем парафиновых отложений, вовлеченных в тепловой процесс, можно следующими способами:

- разнесением нагревателя и термодатчиков по длине трубы, как сделано в [71], при этом количество парафина, влияющего на процесс теплообмена с жидкостью, увеличивается пропорционально расстоянию от нагревателя до датчика; однако при таком решении ухудшается информативность метода, а именно: результат получается осредненным по длине используемой части

трубы, тогда как более ценной является информация о ТПО в конкретном поперечном сечении трубы;

- изменением направления теплового потока и перенаправлении его части внутрь парафинового слоя; при этом, по требованиям, сформулированным в 1.5.1, какие-либо физические изменения самой трубы, которые могли бы повлиять на направление тепловых потоков (нарезка кольцевых канавок, вставка теплоизолирующих колец и т.п.) не рассматриваются.

Таким образом, увеличить объем парафина, вовлеченного в тепловой процесс, можно, если перенаправить часть теплового потока с продольного направления на радиальное к оси трубы. Сделать это можно с помощью т.н. термобарьеров – эквитермальных зон поблизости с основным нагревателем, формируемых с помощью дополнительных нагревателей.

Влияние термобарьеров можно объяснить, используя разложение вектора плотности теплового потока \vec{q} на проекции по координатным осям [79, с.12] .

На рисунке 2.1 показаны продольная и радиальная составляющие q_x и q_z :

$$q_x = -\lambda_{cm} \frac{\partial T}{\partial x}; \quad (2.1)$$

$$q_z = -\lambda_{п} \frac{\partial T}{\partial z}, \quad (2.2)$$

где λ_{cm} , $\lambda_{п}$ – коэффициенты теплопроводности стали и парафина соответственно; T – температура.

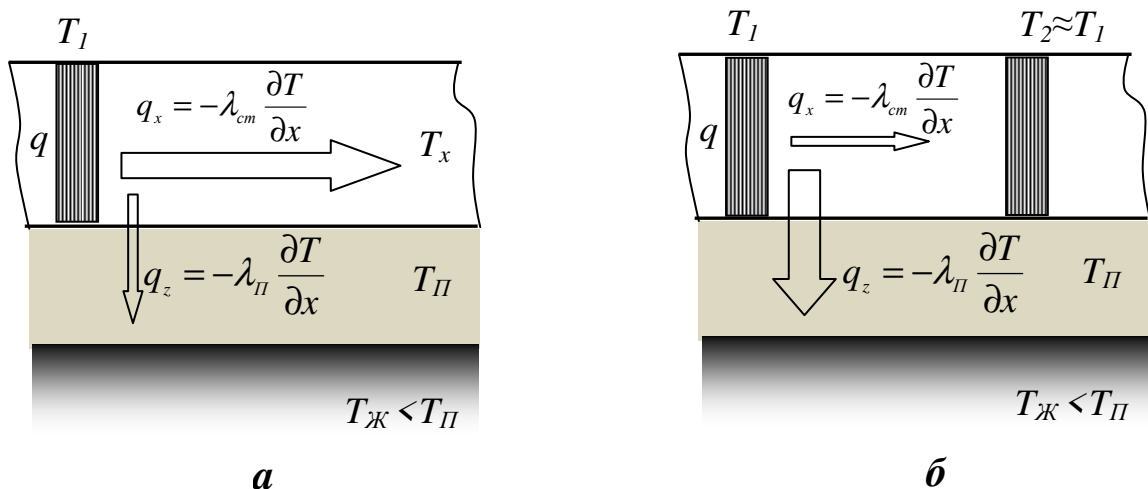


Рисунок 2.1 – Распределение теплового потока в слоях «сталь-парафин»:
 а – при отсутствии термобарьера; б – при наличии термобарьера

Уравнения (2.1)-(2.2) являются следствием основного закона теплопроводности, согласно которому плотность теплового потока пропорциональна градиенту температуры. А направлен тепловой поток в сторону понижения температуры.

Пусть основной нагреватель создает плотность теплового потока q , а температура в его зоне равна T_1 . При отсутствии дополнительного нагревателя температура в стенке трубы $T_x \ll T_1$. С учетом того, что $\lambda_{ст} \gg \lambda_{П}$ из (2.1)-(2.2) следует, что основной составляющей вектора \vec{q} будет продольная составляющая q_x .

При наличии дополнительного нагревателя в его зоне температура $T_2 \approx T_1$ и составляющую градиента температуры $\frac{\partial T}{\partial x}$ можно свести к очень малым значениям, так что даже с учетом разницы теплопроводностей стали и парафина составляющая плотности теплового потока q_z значительно возрастет.

В технике хорошо известно применение дополнительных нагревателей для формирования нужной картины температурного поля и управления тепловыми потоками. В частности, это используется в металлургии и производстве полупроводников для формирования необходимого распределения температур по объему нагреваемого или охлаждаемого образца. В области контроля микроклимата жилищ хорошо известны т.н. «тепловые завесы» для отсечения теплого воздуха внутри помещения от холодного наружного воздуха (хотя процессы теплообмена в газообразных средах отличаются от процессов в твердых телах, сам принцип очень похож).

Для улучшения известных тепловых методов определения ТПО в трубах, предлагается их модификация, которая заключается в использовании эквитермальных зон, окружающих основной нагреватель.

В работе используются кольцевые нагреватели, которые технологически наиболее удобны для размещения на трубе. Температура при этом измеряется на поверхности трубы, непосредственно под основным нагревателем.

Для увеличения чувствительности известных тепловых методов к ТПО существуют еще другие альтернативные возможности, - это увеличение ширины нагревателя или увеличение подводимой к нему мощности. Однако такие решения менее предпочтительны из-за того, что могут вызвать перегрев слоя парафина. Температура парафина под нагревателем не должна превышать 50 °С, иначе он начинает плавиться, деформироваться и вымываться, что может исказить измерительную информацию.

2.2 Детальное описание предлагаемого способа определения толщины парафиновых отложений

За основу нового, модифицированного способа измерения был взят способ [71] (рисунок 1.16), описанный в р. 1.5.6. Согласно этому способу, на трубе устанавливают охватывающий ее кольцеобразный нагреватель и несколько термодатчиков с равномерным удалением от нагревателя, расположенных в одну линию на поверхности трубы вдоль ее оси. После включения нагревателя и установления термобаланса, регистрируют показания температуры для каждого датчика. По параметрам температурных зависимостей вычисляют толщину парафина. Коротко повторим недостатки этого способа:

- невысокая чувствительность к толщине отложений (а значит, большая погрешность ее измерений), по причине того, что тепловой поток от нагревателя распространяется внутри стенки трубы, а в слой парафина попадает лишь его небольшая часть;
- формирование результата измерений, относящегося в целом к протяженному участку трубы, по длине которого парафиновые отложения в общем случае могут менять свою толщину;
- отсутствие учета неравномерности распределения толщины отложений по окружности в любом сечении трубы.

Для исключения указанных недостатков были предложены технические

решения, защищенные патентом на изобретение [76] (приложение А). Задачей данного изобретения является обеспечение точных и достоверных измерений толщины слоя отложений на внутренней поверхности трубопровода в заданном его поперечном сечении. Технический результат изобретения заключается в минимизации погрешностей определения толщины парафинового слоя, что достигается за счет локализации измерений и направлении части тепла от нагревателя в слой парафина и благодаря измерениям ТПО в нескольких точках по окружности в заданном поперечном сечении трубы.

По этому способу, включающему в себя установку на трубе соосно с ней основного кольцевого нагревателя и измерение температуры на поверхности трубопровода с помощью группы термодатчиков, *дополнительно* на трубе соосно с ней на равных расстояниях от основного нагревателя по обе стороны от него размещают два других, идентичных основному, кольцевых нагревателя, выполняющих роль термобарьеров, участок трубы с установленными нагревателями термоизолируют от окружающего воздуха, производят включение одновременно всех нагревателей на определенное время, затем их выключение, непрерывно выполняя при этом измерение и запись температуры под основным нагревателем в нескольких точках, распределенных равномерно по окружности, по окончании процесса остывания до исходной температуры по полученным графикам изменения температуры вычисляют толщину парафинового слоя.

Конструкция преобразователя показана на рисунке 2.2. Цифрами на нем обозначены: 1 - стенка трубы; 2 – перекачиваемая нефть; 3 – парафиновые отложения; 4 - основной кольцевой нагреватель; 5 – датчики температуры; 6, 7 - нагреватели-термобарьеры; 8 – слой термоизолятора.

Способ реализуется следующим образом. На трубе 1 соосно с ней на внешней поверхности размещают основной кольцевой нагреватель 4, под которым предварительно равномерно по окружности распределяют несколько

термодатчиков 5.

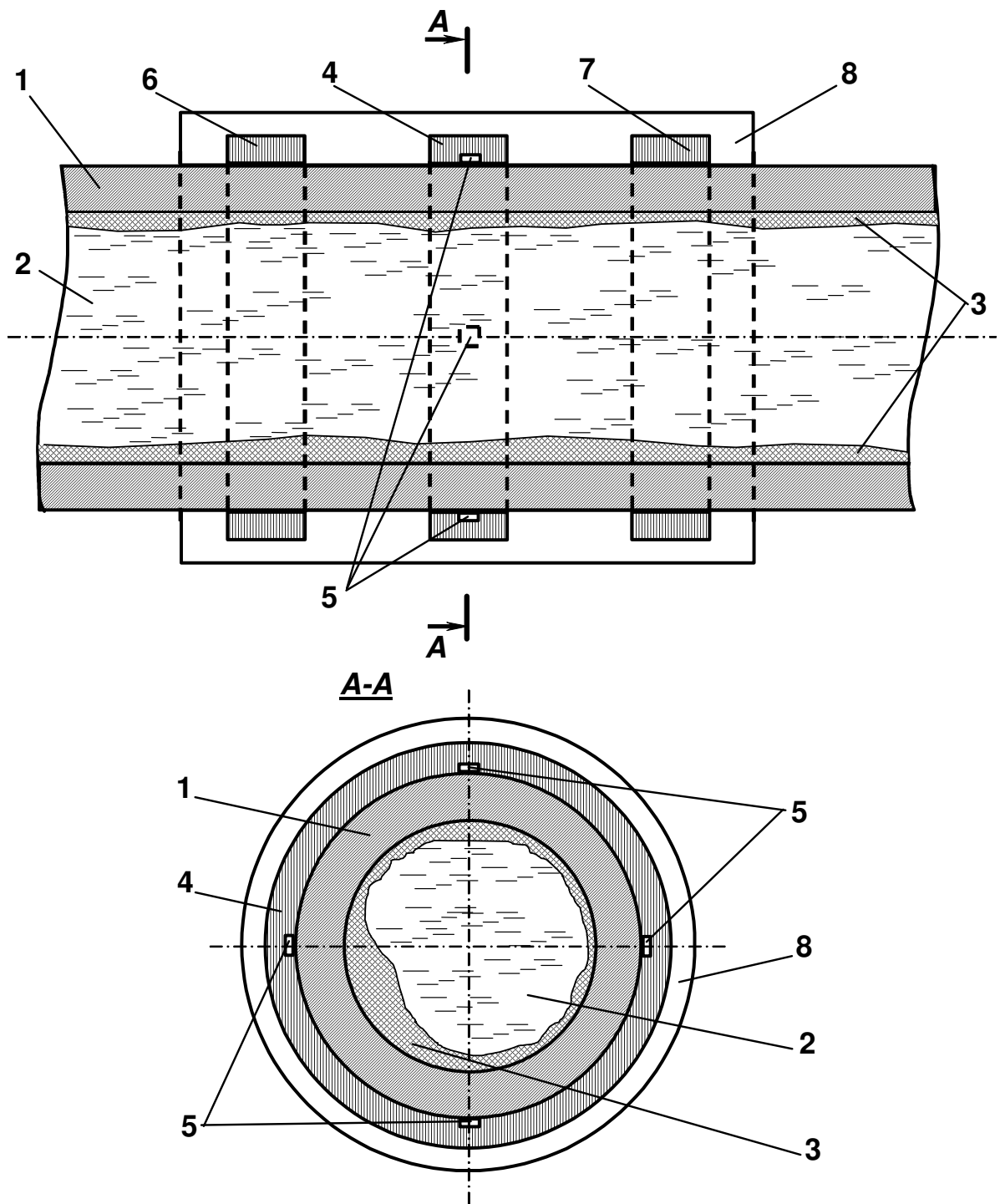


Рисунок 2.2 – Конструкция предложенного измерительного преобразователя

На трубе 1 также соосно с ней размещают два других кольцевых нагревателя 6 и 7, идентичных основному, на равных расстояниях по обе

стороны от него, весь участок трубы 1 между нагревателями 6 и 7 изолируют от окружающей среды с помощью слоя термоизолятора 8.

Все три нагревателя 4, 6 и 7 включают на некоторое время τ_1 (рисунок 2.3), в течение которого температура под нагревателями повышается на несколько градусов (в частном случае – когда достигается термодинамическое равновесие, т.е. когда кривая температуры войдет в область насыщения). Отключение нагревателей может производиться либо по достижении определенного времени (τ_1), либо по достижении определенной разницы температур ($\Delta T = T_2 - T_1$). На рисунке 2.3 показан вариант, когда фиксированным является время τ_1 . Следующее включение нагревателей можно производить по возвращении температуры к исходному значению T_1 .

После выключения нагревателей температура, регистрируемая термодатчиками 5, понижается до начальной температуры за время τ_2 . Используя накопленные данные, для каждого датчика строят график процесса (рисунок 2.3), по параметрам которого вычисляют толщину парафина под датчиком. Делать измерения в нескольких точках под нагревателем необходимо потому, что толщина отложений на внутренней поверхности трубы, взятая в каком-либо одном поперечном сечении (сечение А-А на рисунке 2.2), обычно неодинакова, и один датчик не дает достоверной информации об отложении.

Назначение термоизолятора 8 состоит в том, чтобы не допустить утечки тепла от нагревателя при возможной конвекции с окружающим воздухом.

Полезное действие нагревателей 6 и 7 заключается в том, что они создают слева и справа от основного нагревателя 4 зоны равных температур (эквипотенциальные зоны), благодаря чему изменяется градиент температур, и тепловой поток проходит не только по стенке трубы, но значительная его часть уходит в парафиновый слой. Это делает получаемые температурно-временные характеристики тепловых процессов более зависимыми от ТПО, что способствует повышению точности определения ТПО.

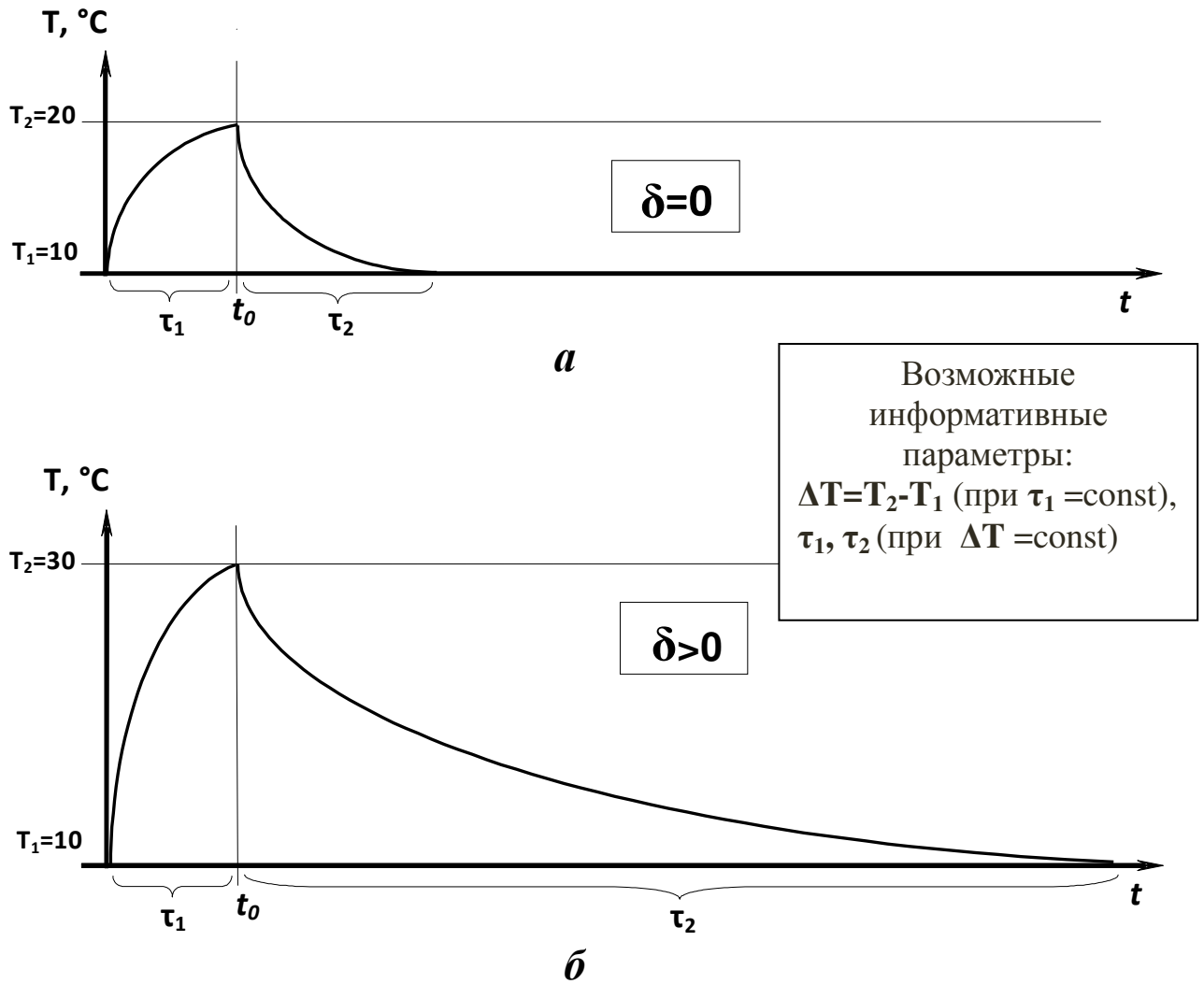


Рисунок 2.3 – Временные диаграммы предложенного измерительного преобразователя:
 а – при отсутствии слоя отложений; б – при наличии слоя парафина толщиной $\delta > 0$

Характер поведения кривых (*в фазе нагревания*: быстрое повышение температуры в начале нагрева, затем замедление скорости нагревания и выход на асимптотическое приближение к температуре термобаланса в конце; *в фазе остывания*: быстрое остывание в начале фазы, затем замедление скорости остывания и выход на асимптотическое приближение к исходной температуре) известен из специальной литературы [79, с. 75] и собственного опыта.

Отличие температурно-временных зависимостей, приведенных для примера на рисунке 2.3 (рисунок 2.3, а; толщина отложений $\delta = 0$: чистая труба

без парафина; рисунок 2.3,б; $\delta > 0$: труба с отложениями), можно объяснить следующим образом. В случае чистой стенки трубы ($\delta = 0$) при работе нагревателей наблюдается быстрый теплообмен трубы с охлаждающей жидкостью, что выражается в относительно небольшом росте температуры от T_1 до T_2 за время τ_1 , а затем, после того, как нагреватели отключают, труба интенсивно охлаждается за счет того же фактора – хорошего теплообмена с жидкостью (промежуток времени остывания до начальной температуры τ_2 будет довольно коротким). При наличии парафина на стенке трубы ($\delta > 0$) при нагревании ее в течение времени τ_1 нагрев будет значительно больше (здесь температура T_2 будет выше, чем в случае чистой трубы), по причине затрудненного теплообмена с жидкостью – теперь стенка трубы изолирована от жидкости парафиновым слоем, и чем толще этот слой, тем сильнее будет проявляться термоизоляция. После отключения нагревателей термоизолирующие свойства парафина опять проявятся, - теперь остывание трубы будет протекать относительно медленно (время остывания τ_2 будет заметно больше, чем для случая чистой трубы), и можно заметить прямую зависимость между τ_2 и толщиной отложений δ .

Температурно-временные зависимости для разных датчиков, находящихся под нагревателем 4, могут получиться различными, так как теплообмен в разных точках установки датчиков может протекать по-разному из-за неравномерности отложений. Результат полезно получать в виде набора значений δ , соответствующих местам расположения датчиков.

В процессе работы толщину отложений δ определяют с помощью определенных на этапе градуировки эмпирических зависимостей. Ими могут быть, например, $\delta = f(\tau_1)$, $\delta = f(\tau_2)$ (при заданном значении $\Delta T = T_2 - T_1$) или $\delta = f(T_2 - T_1)$ (при заданном значении τ_1). Для проведения градуировочных работ в специальный контур с циркулирующей жидкостью включают отрезок трубы, который соответствует параметрам трубы на объекте измерения: он должен быть из того же материала, иметь такой же диаметр и такую же толщину

стенки. На отрезке трубы размещают все элементы преобразователя (нагреватели, датчики, термоизолятор), внутри него наращивают слой парафина (последовательно с несколькими разными значениями толщины), для каждого значения толщины реализуют вышеописанный способ измерения и записывают интересующие информативные параметры, например, τ_2 или $T_2 - T_1$. Указанный градуировочный отрезок трубы должен заполняться нефтью, совпадающей по составу с той, что используется на объекте измерения. Скорость движения нефти также должна быть такой же, как на объекте измерения. По снятым градуировочным данным строится регрессионная зависимость определенного вида путем подбора коэффициентов при аргументах (это может быть сделано, например, с помощью метода наименьших квадратов [77, с.127-133]).

Пример исполнения предложенного способа измерения.

Необходимо определять ТПО в нефтепроводе со следующими характеристиками: материал трубы – сталь, наружный диаметр – 45 мм, толщина стенки – 2 мм. На трубе размещают 3 кольцевых нагревателя: один основной и 2 дополнительных. Под основным заранее располагают 4 датчика температуры LM35, подключенных к микроконтроллеру. Каждый из нагревателей имеет ширину 6 мм и мощность 100 Вт. Зазоры между нагревателями составляют 10 мм. Нагреватели включают на время $\tau_1 = 10$ с, после чего датчики начинают регистрировать повышение температуры. Затем нагреватели отключают, и после возвращения температуры к исходной фиксируют время остывания τ_2 . После этого цикл измерения может быть повторен.

Вычисление ТПО δ выполняют с помощью градуировочной формулы $\delta = f(\tau_2)$, которую получают заранее на основе градуировочных операций, в ходе которых в отрезке трубы с описанными элементами искусственно на внутренней поверхности последовательно наращивают слой парафина толщиной 2, 5 и 10 мм, и для каждого из этих значений (а также для чистой трубы) измеряют соответствующие значения τ_2 . При этом в трубопроводном

контуре, в который врезают градуировочный образец трубы, поддерживают все те условия, которые должны быть на объекте измерения: сорт нефти, состав парафиновых отложений, скорость течения жидкости (0,5 м/с). Например, для полученных пар значений ($\delta = 0; \tau_2 = 67$ с), ($\delta = 2$ мм; $\tau_2 = 84$ с), ($\delta = 5$ мм; $\tau_2 = 130$ с), ($\delta = 10$ мм; $\tau_2 = 334$ с) с помощью метода наименьших квадратов определены коэффициенты аппроксимирующего степенного многочлена второй степени, который и составляет градуировочную формулу: $\delta = -6,73 + 0,12 \tau_2 - 0,0002 (\tau_2)^2$. По данной формуле в процессе измерений на объекте рассчитывают толщину отложений для каждого из 4-х термодатчиков.

Таким образом, предлагаемый способ по сравнению со способом-прототипом за счет установки на трубопроводе по обе стороны от основного кольцевого нагревателя двух идентичных дополнительных нагревателей, выполняющих роль термобарьеров, позволяет локализовать измерения по длине трубы и повысить чувствительность информативных параметров к ТПО, что способствует повышению точности и достоверности измерений ТПО. Достоверность измерений ТПО повышаются также за счет применения не одиночного, а группы термодатчиков, равномерно распределенных по окружности на под кольцевым нагревателем, что позволяет оценить неравномерность отложений по окружности в заданном поперечном сечении.

По сравнению с прототипом предлагаемый способ может быть более выгодным также с точки зрения быстроедействия: при определенном выборе информативных параметров (а именно тогда, когда регистрируется температура под нагревателем, достигнутая за определенное время) у него может быть более короткий цикл измерения, так как в основе измерения лежит динамика тепловых процессов, и для проведения измерений не нужно ожидать установления термодинамического равновесия.

При реализации предложенного метода нужно иметь в виду следующее:

1. Скорость потока жидкости v должна быть выше $v_{\text{крит}}$, при которой жидкость под нагревателями успевает прогреться. Т.е. для нормальной

работы преобразователя необходимо, чтобы температура на границе «парафин-жидкость» оставалась постоянной. В стоячей жидкости работа преобразователя невозможна, т.к. процесс теплообмена становится практически бесконечным и температура термобаланса не достигается. При $v \approx v_{\text{крит}}$ или немного выше имеет смысл в результате вводить поправки, зависящие от текущих значений скорости потока v .

2. В результаты измерений возможно также придется вводить поправки на температуру окружающей среды T_c . Если качество термоизолятора достаточно хорошее, то этого делать не нужно, но если нет, то среда будет влиять на процессы теплообмена, и ее температуру нужно учитывать. Для этого нужен дополнительный датчик температуры, установленный непосредственно в самой среде.

3. Измеряемая термодатчиками под нагревателем (при выключенном нагревателе) температура T_1 при хорошем качестве термоизолятора близка к температуре потока. Поэтому все измерения температуры имеет смысл делать не по абсолютной шкале, а по относительной (все измерять относительно T_1).

4. Если в качестве фиксированного параметра процесса взято τ_1 , то оно должно выбираться в таком диапазоне, чтобы: 1) разница между достигнутыми температурами для разных толщин парафина была достаточно различимой; 2) для минимальной толщины парафина процесс не успевал бы выходить на участок насыщения. На рисунке 2.4 показаны временные значения t_A , t_B , между которыми стоит выбирать момент отключения нагревателей.

5. Если в качестве фиксированного параметра процесса взята относительная температура нагрева $\Delta T = T_2 - T_1$, то отключение нагревателей производится именно при этой температуре. Она должна выбираться так, чтобы примерно быть равной температуре теплового баланса при минимальной толщине отложений. Измеряемым параметром при этом может быть интервал τ_1 . На рисунке 2.5 показаны примерные графики процесса для такого случая при минимальной и максимальной толщине парафина.

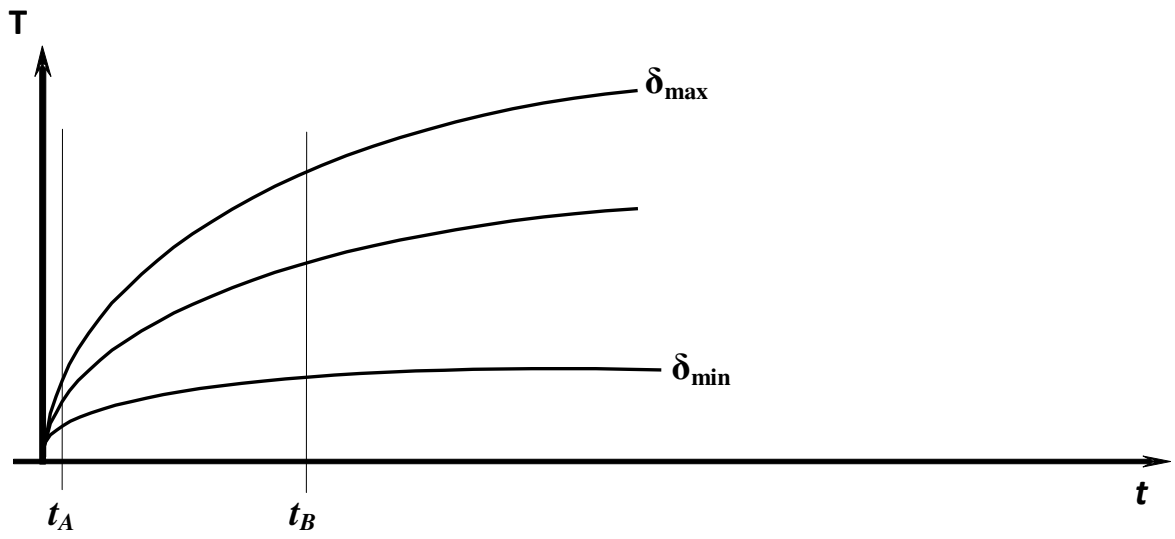


Рисунок 2.4 – Выбор момента отключения нагревателей

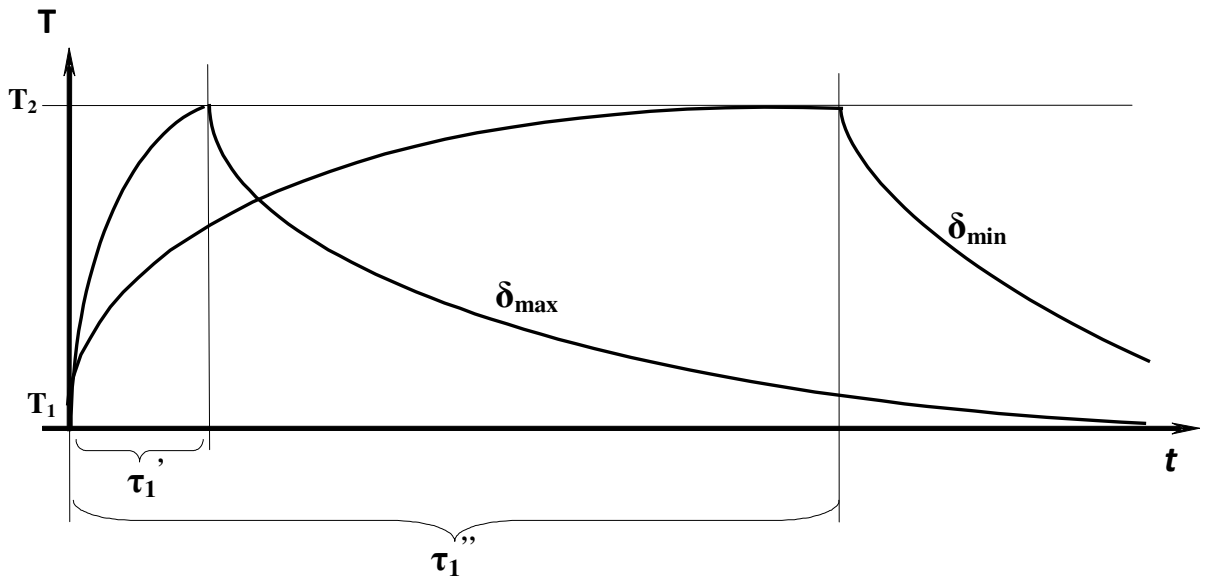


Рисунок 2.5 – Графики процесса при $\Delta T = T_2 - T_1 = \text{const}$

2.3 Реализация предложенного метода в системе автоматического контроля толщины парафиновых отложений

Структурная схема системы автоматического контроля, реализующая предложенный метод, показана на рисунке 2.6. Управляющим и вычислительным ядром системы является контроллер 7, по программе которого организуется цикл измерений, внутри которого присутствуют временные интервалы включения-отключения нагревателей 2 посредством силового ключа 9, измерения температуры с термодатчиков 4, а также измерения внешней температуры термодатчиком 5 и скорости потока датчиком 6.

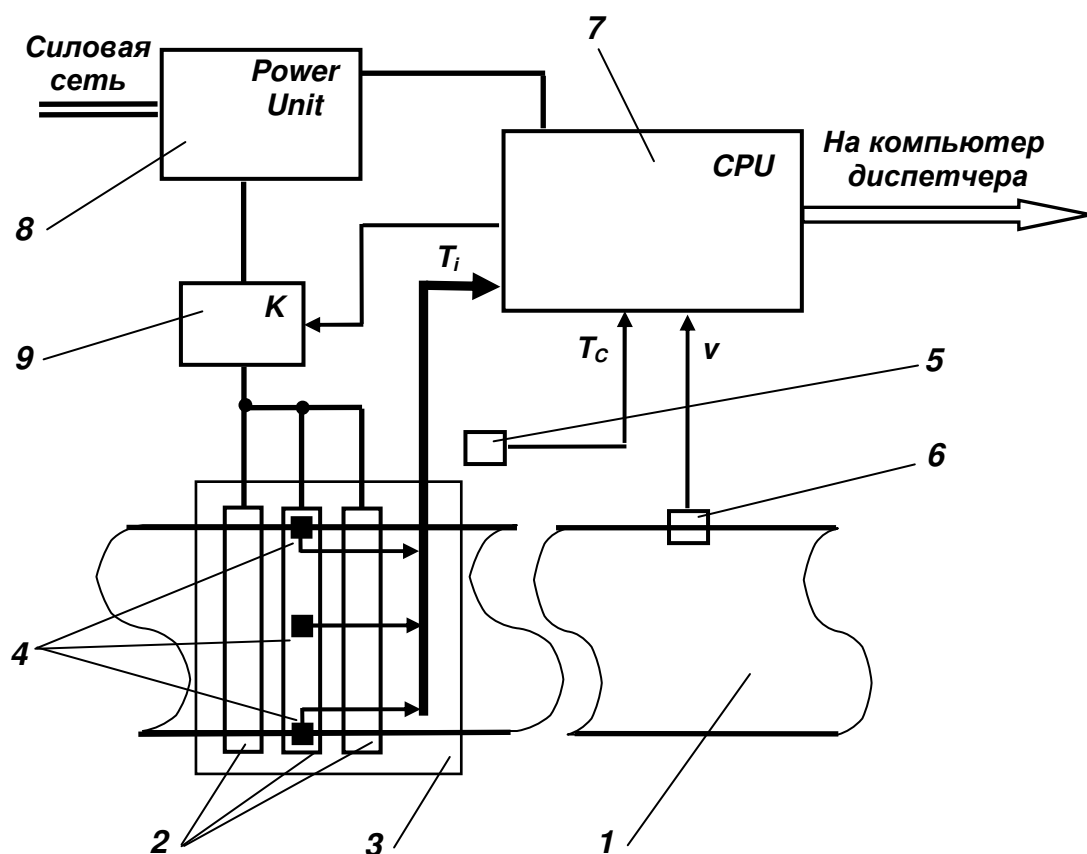


Рисунок 2.6 – Структура системы автоматического контроля:
 1 – нефтепровод; 2 – электронагреватели; 3 – термоизолятор; 4 – термодатчики;
 5 – датчики температуры окружающей среды; 6 – датчик скорости потока;
 7 – микроконтроллер; 8 – блок питания; 9 – управляемый ключ

Обобщенный алгоритм работы системы показан на рисунке 2.7.

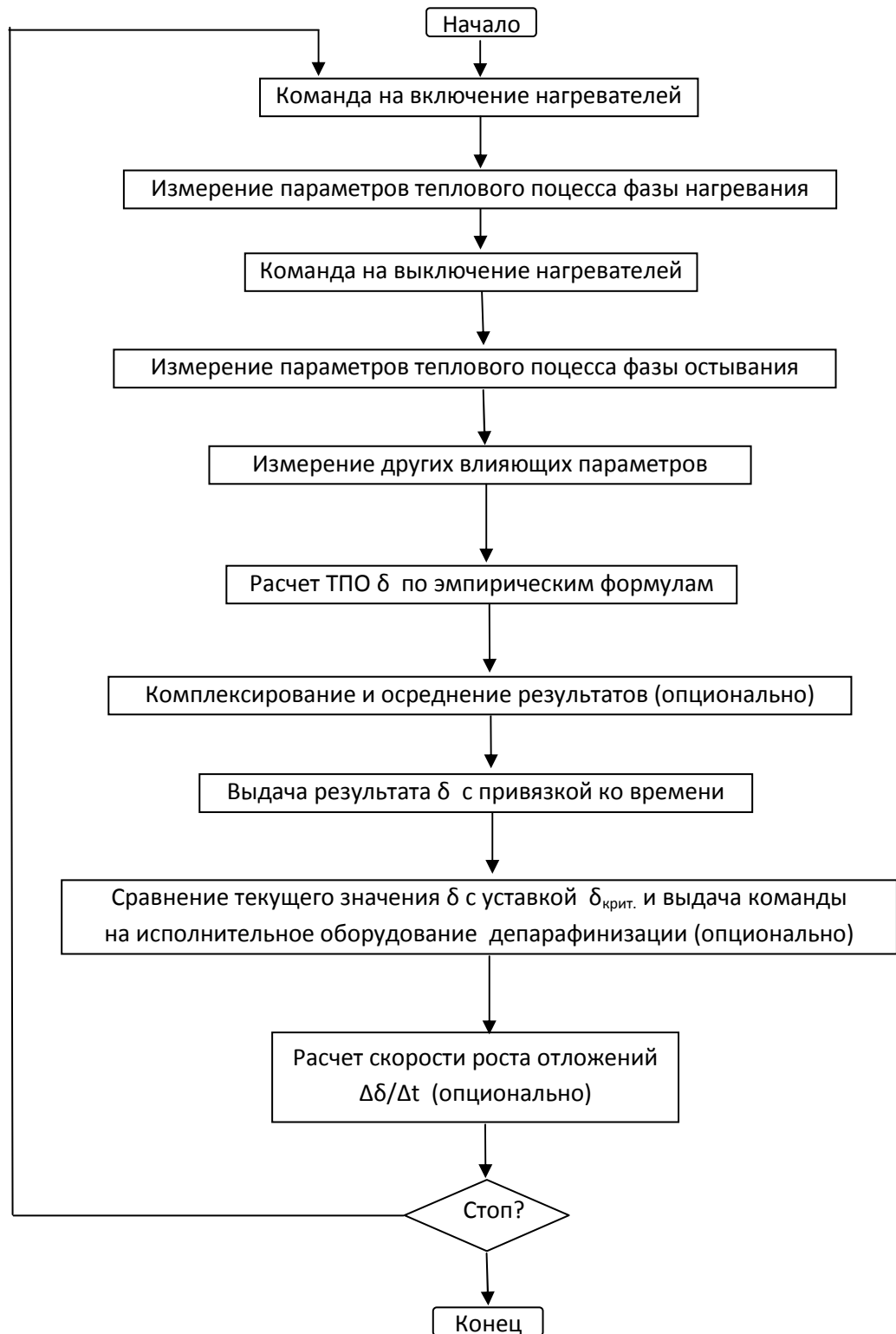


Рисунок 2.7 – Обобщенный алгоритм работы САК ТПО

В цикле измерений есть подцикл расчета результата (толщины отложений) и выдачи его во внешнюю информационную сеть. Кроме указанных элементов, система может содержать встроенный индикатор для местной индикации результата. Результатом может быть не просто текущее значение толщины парафина, а значение текущей скорости роста отложений, рассчитываемое как отношение приращения толщины отложений за заданный временной интервал (например, за час, 10 ч, сутки) к величине этого интервала.

Рассмотренная система может быть частью других, более сложных систем. Например, она может входить в состав управляющей системы, осуществляющей периодическое включение механизмов очистки трубопровода от парафина (в частности, периодически могут включаться нагревательные установки для расплавления отложений).

Кроме того, рассмотренная система может быть частью прогнозирующей системы, вычисляющей скорость роста отложений при текущих условиях и выдающей прогноз толщины отложений на заданное будущее время [78]. Такая система дополнительно должна содержать датчик давления в трубе и средства оценки концентрации растворенного парафина в нефти, а вычислительный узел системы должен содержать расчетную модель, учитывающую, в частности, возможные суточные изменения температуры окружающей среды.

Алгоритм работы контроллера 7 в системе зависит от выбранного информативного параметра. Перечисленные в р. 2.2 возможные варианты информативных параметров неравнозначны с точки зрения результирующей погрешности определения толщины отложений. Для обоснованного выбора необходимо построить модель теплового процесса и проделать на ней вычислительные эксперименты. Это сделано в гл.3, после чего были выбраны информативные параметры и предложен алгоритм работы системы.

Результаты и выводы по главе 2

1. Предложен новый модифицированный метод измерения толщины парафиновых отложений в нефтепроводах, а также соответствующие измерительный преобразователь и система автоматического контроля на основе регистрации параметров тепловых процессов. Отличительной особенностью метода является применение кольцевых электронагревателей, формирующих термобарьеры, которые препятствуют растеканию тепла от основного нагревателя по трубе и усилению теплового потока в слое парафина, что повышает чувствительность измеряемых параметров к ТПО, и как результат, точность определения ТПО (Патент РФ на изобр. № 2700349).

2. Возможно использование предложенного измерительного преобразователя как в режиме стационарного теплового процесса (при достижении термобаланса взаимодействующих элементов), так и нестационарного. Во втором случае длительность цикла измерения может быть значительно сокращена.

3. Рассмотрены варианты использования различных информативных параметров. Отключение нагревателей может производиться либо по достижении определенного времени (τ_1), либо по достижении определенной разницы температур ($\Delta T = T_2 - T_1$). В первом случае информативным параметром будет достигнутая разница температур ΔT , а во втором – длительность процесса нагревания (τ_1) до T_2 или остывания (τ_2) до исходной температуры T_1 .

4. Необходимыми условиями нормального функционирования системы являются: 1) хорошее качество термоизолятора, предотвращающего теплообмен элементов системы с внешней средой; 2) достаточная скорость потока нефти v , превышающая некоторое критическое значение $v_{\text{крит}}$, при котором наблюдается ее заметное прогревание внутри преобразователя.

5. Предложена структура и обобщенный алгоритм работы САК ТПО.

3 МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВОГО ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ДЛЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ТОЛЩИНЫ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

3.1 Задачи моделирования

Модель измерительного преобразователя, рассматриваемая в этой главе, представляет собой именно компьютерную модель объекта на основе дифференциальных уравнений теплофизики. Структура объекта довольно сложна, что заставляет отказаться от аналитического решения этих уравнений. Численных решений на компьютере вполне достаточно для понимания процессов внутри преобразователя и их приблизительного описания.

Моделирование тепловых процессов на компьютере значительно упростило последующие стадии разработки ИП и САК ТПО, связанные с изготовлением макетов, экспериментами и испытаниями, так как относительно быстро и без материальных затрат помогло выяснить детали распределения полей и протекания процессов, а это позволило сделать необходимые уточнения в конструкции ИП и алгоритме работы САК ТПО. Моделирование сводилось в основном к получению пространственных и временных распределений значений температур и тепловых потоков.

Задачами компьютерного моделирования являлись:

- доказательство преимуществ предложенного ИП с 3-элементным нагревателем относительно такого же ИП с 1-элементным нагревателем;
- обоснование выбора для измерений таких параметров тепловых процессов, которые наиболее предпочтительны для определения ТПО с точки зрения повышения точности измерений, что необходимо для построения алгоритма работы системы автоматического контроля;
- выбор оптимальных конструктивных параметров ИП.

3.2 Исходные уравнения. Основные допущения и ограничения

Основным уравнением, в общем описывающем нестационарные тепловые

процессы в объекте измерения, является известное уравнение теплопроводности Фурье [79, с.19]:

$$\frac{\partial T}{\partial \tau} = a \nabla^2 T + \frac{q_v}{c\rho}, \quad (3.1)$$

где T – температура;

τ – время;

$\nabla^2 T = \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial z^2}$ – оператор Лапласа, x, y, z – декартовы

координаты ;

q_v – объемная плотность энергии внутреннего источника тепла (нагревателя);

c – удельная теплоемкость объекта;

ρ – плотность объекта;

$a = \frac{\lambda}{c\rho}$ – коэффициент температуропроводности, где λ – коэффициент

теплопроводности.

Кроме теплопроводности внутри твердых тел на температурное поле будут влиять еще конвективные процессы как на внешней границе (на границе раздела «изолятор-воздух»), так и на внутренней (на границе раздела «парафин-нефть»). Эти процессы, обусловленные массопереносом омывающих жидкостей или газов, описываются законом Ньютона-Рихмана [79, с.23]:

$$q = \alpha(T_{II} - T_C), \quad (3.2)$$

где q – удельный тепловой поток с единицы площади поверхности;

α – коэффициент теплоотдачи, зависящий от многих факторов – теплопроводности, теплоемкости, плотности, вязкости, скорости и характера течения жидкости (газа) и др.;

T_{II} – температура поверхности тела;

T_C – температура омывающей среды.

Так как труба и располагаемые на ней и внутри нее слои, а также

кольцевые нагреватели являются осесимметричными, то трехмерную задачу распределения температурного поля можно упростить и свести к двумерной (рисунок 3.1).

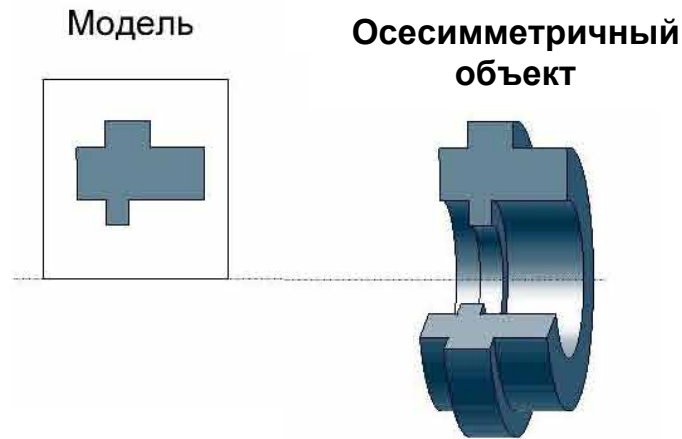


Рисунок 3.1 – Пример замены трехмерного осесимметричного объекта двумерной моделью

На рисунке 3.2 показана двумерная модель осесимметричного объекта измерения.

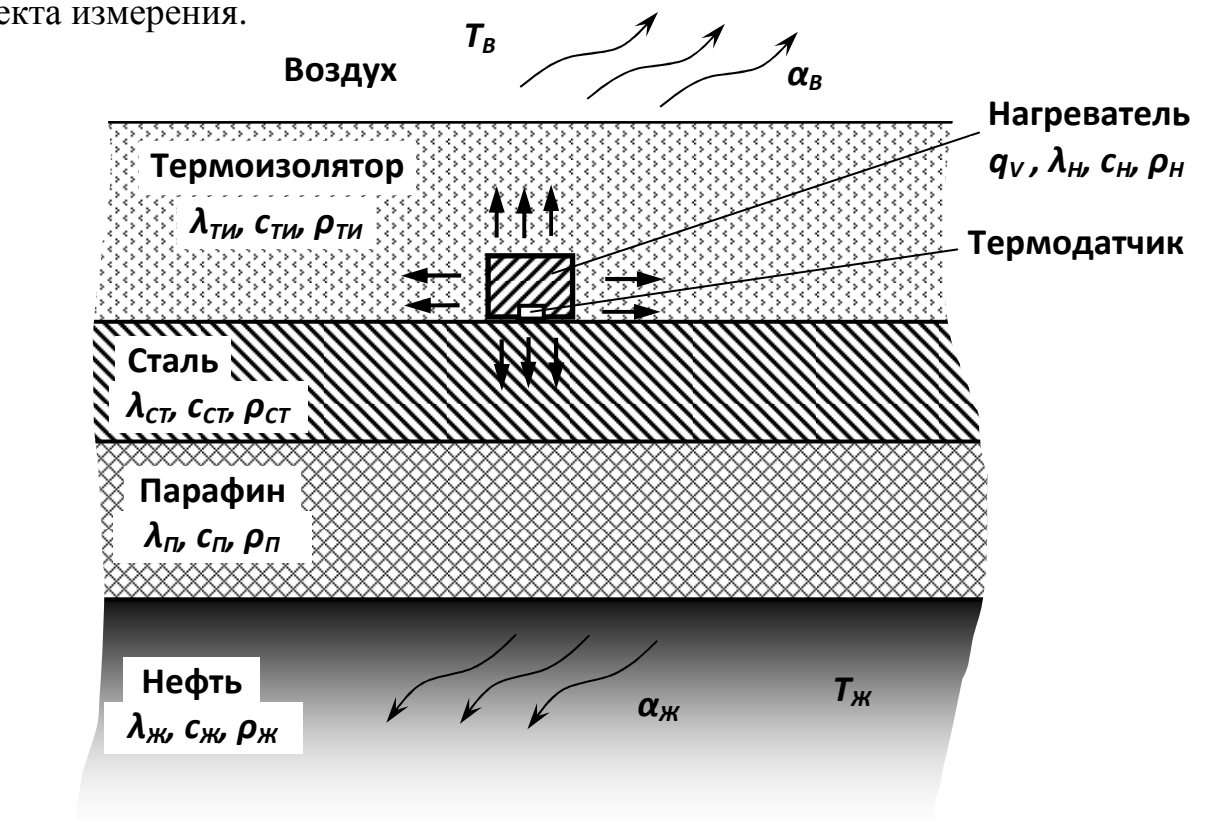


Рисунок 3.1 – Структура объекта измерения
(продольное сечение трубы)

Единственным элементом, к которому подводится внешняя энергия (в цикле нагревания), является кольцевой электрический нагреватель. Он характеризуется объемной плотностью тепловой энергии q_v , а также своими удельной теплоемкостью c_H , плотностью ρ_H и теплопроводностью λ_H . Внутри тела нагревателя расположена изолированная нихромовая спираль, но условно считаем кольцо нагревателя сплошным и выполненным из металла. Непосредственно под нагревателем расположен термодатчик. Именно в этой точке при моделировании в первую очередь будет оцениваться изменение температуры.

Расчеты изменяющегося со временем температурного поля внутри нагревателя необходимо выполнять по уравнению (3.3), которое получено из (3.1) с учетом физических параметров материала нагревателя. Расчеты полей в других слоях структуры должны выполняться по аналогичным уравнениям (3.4)-(3.6)

$$c_H \rho_H \frac{\partial T}{\partial \tau} = \lambda_H \nabla^2 T + q_v, \quad (3.3)$$

$$c_{ст} \rho_{ст} \frac{\partial T}{\partial \tau} = \lambda_{ст} \nabla^2 T, \quad (3.4)$$

$$c_{ти} \rho_{ти} \frac{\partial T}{\partial \tau} = \lambda_{ти} \nabla^2 T, \quad (3.5)$$

$$c_{п} \rho_{п} \frac{\partial T}{\partial \tau} = \lambda_{п} \nabla^2 T. \quad (3.6)$$

Для решения дифференциальных уравнений (в том числе и численными методами) и получения однозначного описания тепловых процессов необходимо учитывать т.н. условия однозначности [79, с.22], которые включают в себя:

- 1) *геометрические условия*, которые задают формы и линейные размеры тел, в которых протекает процесс (в нашем случае это толщины слоев, форма и расположение нагревателя);
- 2) *физические условия* – это физические параметры тел, такие как λ , ρ , c ,

q_V (считаем, что все эти параметры не зависят от температуры и времени);

3) *начальные условия*, которые необходимы при рассмотрении нестационарных процессов и которые состоят в задании закона распределения температуры внутри тела в начальный момент времени, например, при $\tau=0$ $T=f(x, y, z)$. В нашем случае при $\tau=0$ температура всех элементов структуры равна температуре потока жидкости (нефти), которую считаем постоянной: $T=T_{Ж}=const$;

4) *граничные условия*, которые бывают разными. В нашем случае будут использованы граничные условия первого, второго и третьего рода.

а) *граничное условие первого рода*, которое задает распределение температуры на поверхности тела для каждого момента времени $T_{II}=f(x, y, z, \tau)$. В нашем случае температура на границе раздела «парафин-жидкость» является одинаковой по всей поверхности, постоянной во времени и равной температуре жидкости (температуру жидкости также считаем постоянной по всему ее объему): $T_{IIЖ}=T_{Ж}=const$. Это условие соблюдается только при достаточно высоких скоростях потока жидкости;

б) *граничное условие второго рода* задает значения теплового потока для каждой точки поверхности тела в любой момент времени: $q=f(x, y, z, \tau)$. В нашем случае будем считать тепловой поток через боковые границы объекта постоянными и равными нулю;

в) *граничное условие третьего рода* задает закон теплообмена между поверхностью тела и омывающей средой (жидкой или газообразной). Т.е. предположительно здесь имеет место конвективный теплообмен. Для описания используется закон Ньютона-Рихмана (3.2). В нашем случае такое условие соблюдается для поверхности «термоизолятор-воздух». При этом существенное влияние на процесс оказывают температура воздуха T_B и коэффициент теплоотдачи с поверхности термоизолятора α_B :

$$q_{ТИ/В} = \alpha_B(T_{ТИ/В} - T_B), \quad (3.7)$$

где $q_{ТИ/В}$ и $T_{ТИ/В}$ – тепловой поток с единицы площади поверхности и температура на поверхности «термоизолятор-воздух».

Для границы «парафин-жидкость» в условиях медленного потока или стоячей жидкости, когда граничное условие первого рода $T_{П/Ж} = T_Ж = const$ неприменимо, т.к. жидкость под преобразователем успевает прогреться, необходимо использовать граничное условие третьего рода:

$$q_{П/Ж} = \alpha_Ж(T_{П/Ж} - T_Ж), \quad (3.8)$$

где $q_{П/Ж}$ и $T_{П/Ж}$ – тепловой поток с единицы площади поверхности и температура на поверхности «парафин-жидкость».

3.3 Реализация модели в среде программы ELCUT

На сегодняшний день численные решения дифференциальных уравнений типа (3.1) осуществляются обычно с помощью специальных программ моделирования, реализующих метод конечных элементов [80]. К таким программам относится, в частности, и ELCUT, которую применял автор [81]. Это российский программный продукт, известный в англоязычной версии как QuickField.

3.3.1 Основные условия для моделирования

Среда моделирования: ELCUT 6.3. Тип модели: осесимметричная. Тип задачи: нестационарная термодинамика.

Моделирование выполнялось для вариантов с одноэлементным и трехэлементным нагревателем. На рисунках 3.3 и 3.4 показаны исходные геометрические модели преобразователей с одно- и трехэлементным нагревателем с нанесенной сеткой конечных элементов. Так как модель осесимметричная, то рассматривается только одна половина продольного сечения трубы.

Основные условия:

- объект - стальной трубопровод наружным диаметром 32 мм с толщиной стенки 2 мм;
- температуру на границе «парафин-жидкость» считаем неизменной и равной 10 °С - это считаем «исходной температурой» ;
- трубопровод изолирован от окружающей среды теплоизоляционным материалом, явлением радиации с поверхности термоизолятора пренебрегаем;
- нагреватели имеют кольцеобразную форму, поперечное сечение – прямоугольное 4x6 мм, материал корпуса – алюминий, объемная плотность тепловыделения 500 000 Вт/м³;

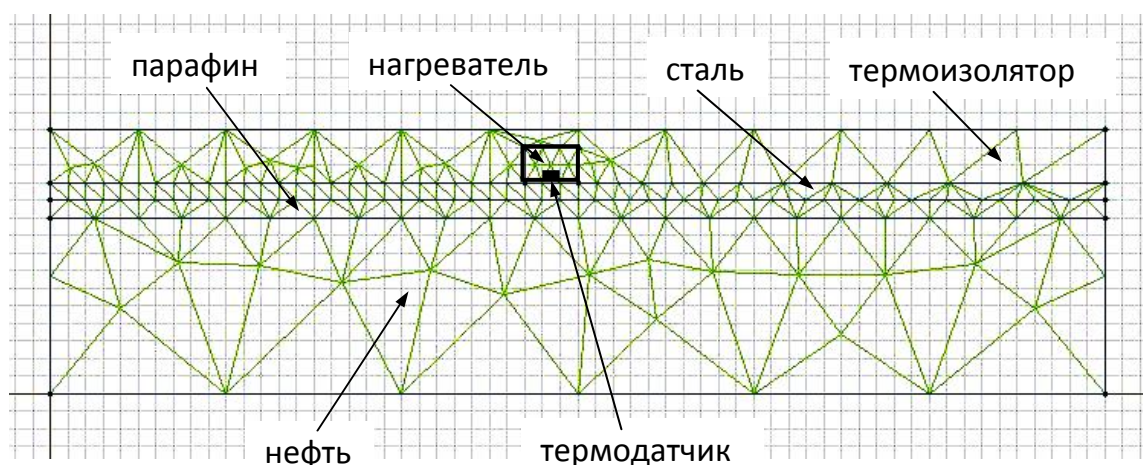


Рисунок 3.3 – Исходная геометрическая модель преобразователя в ELCUT с сеткой конечных элементов (одноэлементный нагреватель)

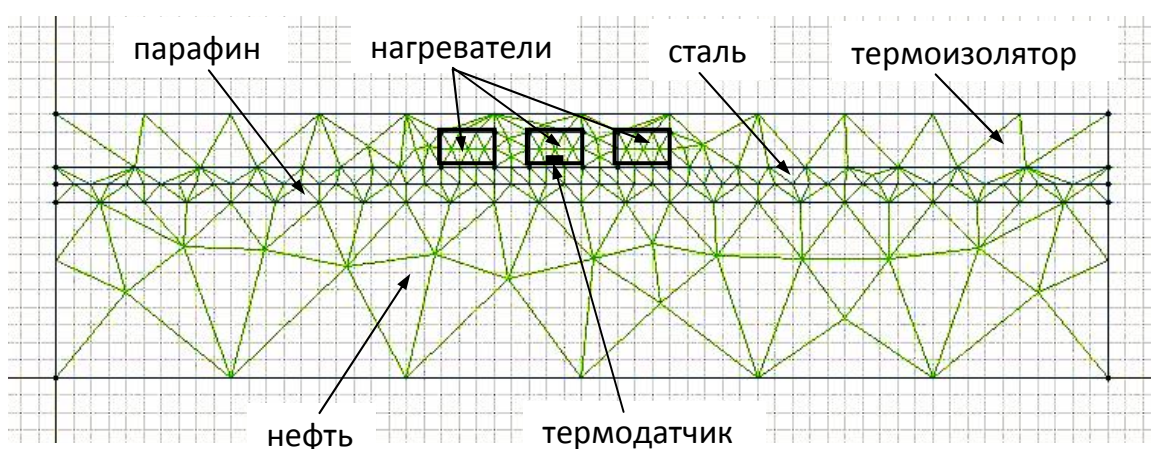


Рисунок 3.4 – Исходная геометрическая модель преобразователя в ELCUT с сеткой конечных элементов (трехэлементный нагреватель)

- температура измеряется непосредственно под основным нагревателем;
- не допускается нагревания в месте установки датчика выше 50°C (при дальнейшем нагревании возникает риск проплавления парафина под нагревателем и вымывания его потоком, что исказит результаты измерений) ;
- толщина слоя парафина варьируется от 0 до 6 мм.

Свойства блоков (нагреватель - алюминий, термоизолятор – минеральная вата, труба – сталь, жидкость - нефть, парафин) показаны в таблице 3.1:

Таблица 3.1 – Свойства блоков в ELCUT

Свойство \ Блок	Нагреватель (алюминий)	Термоизолятор (минеральная вата)	Труба (сталь)	Нефть	Парафин
Теплопроводность, λ	235 Вт/К·м	0.03 Вт/К·м	58 Вт/К·м	0.15 Вт/К·м	0.27 Вт/К·м
Объемная плотность тепловыделения, Q	500 кВт/м ³	0	0	0	0
Удельная теплоемкость, c	900 Дж/кг·К	835 Дж/кг·К	482 Дж/кг·К	880 Дж/кг·К	2200 Дж/кг·К
Плотность, ρ	2700 кг/м ³	32 кг/м ³	7850 кг/м ³	857 кг/м ³	900 кг/м ³

3.3.2 Результаты моделирования

3.3.2.1 Преимущество трехэлементного нагревателя

Недостаток теплового датчика толщины парафиновых отложений с одноэлементным кольцевым нагревателем заключается в том, что большая часть теплового потока от нагревателя уходит по стальной трубе в обе стороны от него. В слой парафина попадает относительно небольшая часть теплового потока.

С помощью компьютерного моделирования можно оценить полезное влияние дополнительных кольцевых нагревателей. На рисунке 3.5 показаны результаты моделирования в виде картин полей теплового потока для одноэлементного и трехэлементного нагревателей через 50 с после включения. На рисунке 3.5,б видна качественная картина отсечения уходящего по стальной

трубе теплового потока с помощью дополнительных нагревателей. При этом в слой парафина попадает большая часть тепловой энергии (видно, что в середине слоя парафина значение теплового потока более чем в два раза больше), а значит, предположительно, больше будет и влияние парафинового слоя на результаты измерений температуры.

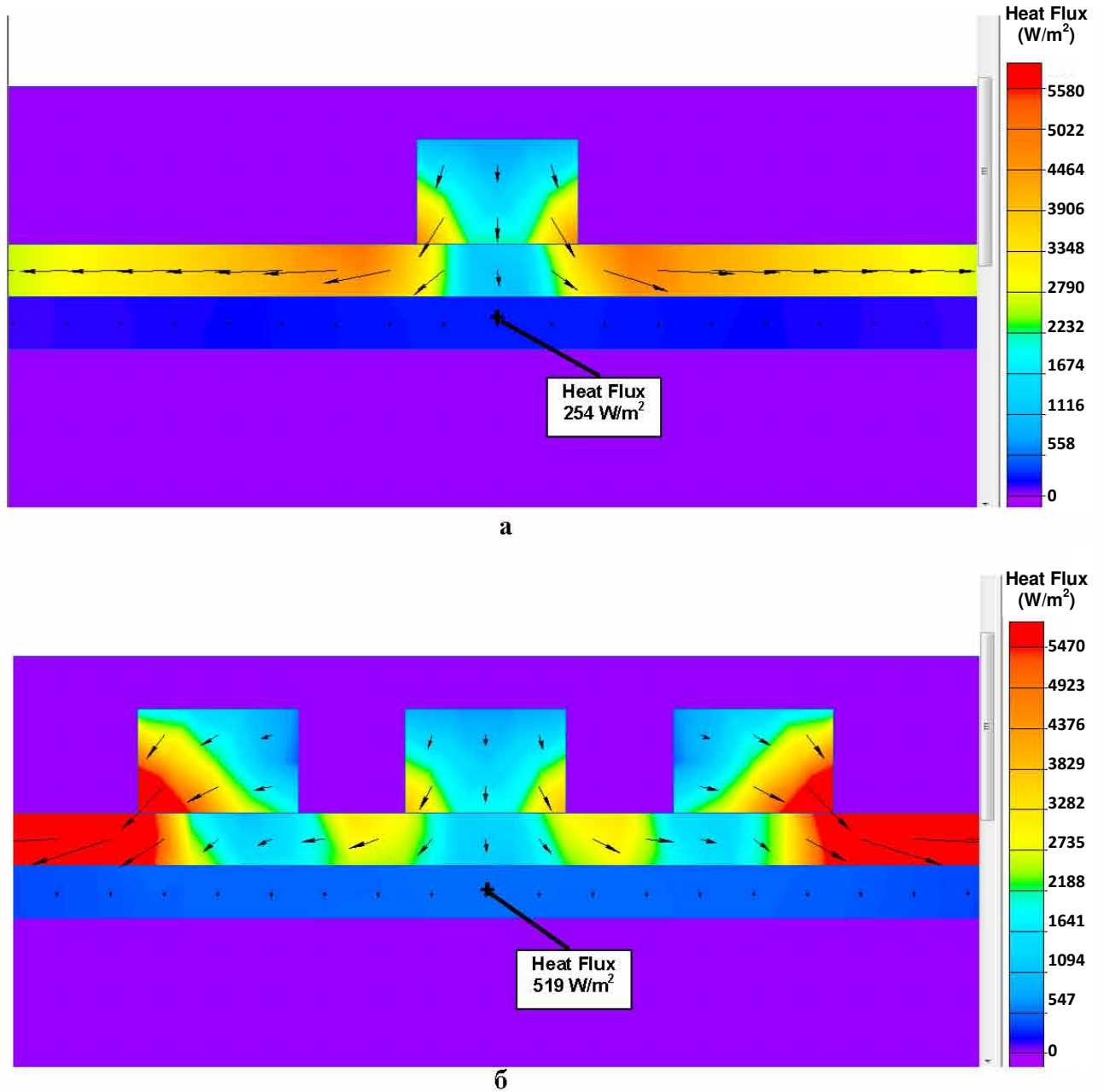


Рисунок 3.5 – Распределение теплового потока для одноэлементного (а) и трехэлементного (б) нагревателей

Для оценки влияния дополнительных нагревателей на результат были оценены временные зависимости температуры в точке установки термодатчика

для двух вариантов – с одним нагревателем и с тремя. Они исследовались для фазы нагревания и фазы остывания. Причем фаза нагревания наблюдалась в течение 2000 с, за это время гарантированно достигалось состояние термодинамического равновесия. Аналогично анализировался процесс остывания в течение 2000 с после отключения нагревателя. Температура понижалась при этом до исходного значения 10 °С.

Динамика процесса и максимально достигаемая относительная температура нагрева ΔT_{max} (разность температуры термобаланса и исходной температуры 10 °С) для вариантов с одноэлементным и трехэлементным нагревателями различна.

Были проанализированы значения ΔT_{max} при различных значениях толщины парафина в диапазоне от 0 до 6 мм для обоих вариантов. Результаты представлены на рисунке 3.6.

Очевидно, что чувствительность параметра ΔT_{max} к толщине слоя парафина у преобразователя с трехэлементным нагревателем выше. А это обеспечивает более высокую точность определения толщины δ .

Зависимости $\Delta T_{max}=f(\delta)$ практически линейны. Если абсолютная случайная погрешность измерения температуры составляет ΔT , то ширина зоны неопределенности в обоих случаях будет определяться размахом $2\Delta T$, а соответствующие зоны неопределенности определения толщины парафина будут $2\Delta_{\delta 1}$ и $2\Delta_{\delta 2}$, где $\Delta_{\delta 1}$ - погрешность для трехэлементного преобразователя и $2\Delta_{\delta 2}$ - для одноэлементного. Видно, что в первом случае погрешность в 2-3 раза меньше.

Типичные значения основной приведенной погрешности для обоих случаев были оценены следующим образом. Абсолютная предельная погрешность измерения параметра ΔT_{max} составляет $\approx 0,5$ °С (см. таблицу 4.1). Это отражено на графиках рисунка 3.6 в виде полос неопределенности. Из графиков видно, что предельные погрешности вычисляемых значений δ для двух случаев равны: для $\Delta_{\delta 1} = 0,3$ мм - для трехэлементного преобразователя и $\Delta_{\delta 2} = 0,8$ мм - для

одноэлементного. Для диапазона ТПО 0-6 мм приведенные погрешности составят соответственно 5% и 13%. Данный результат не учитывает влияния скорости потока жидкости (она считается фиксированной и неизменной).

Повышение чувствительности может быть достигнуто и за счет простого увеличения мощности одноэлементного нагревателя. Но выше 50 °С температуру повышать нельзя, т.к. в этом случае появляется опасность размягчения парафина и деформации слоя отложений. В трехэлементном преобразователе, при той же максимальной температуре 50 °С в месте установки термодатчика, зоны распределения тепла не сконцентрированы в одном месте, а распределены по трубе, градиент температур более выгодный, т.е. большая часть тепла попадает в слой парафина, за счет чего достигается большая чувствительность и уменьшается случайная погрешность определения толщины парафина δ .

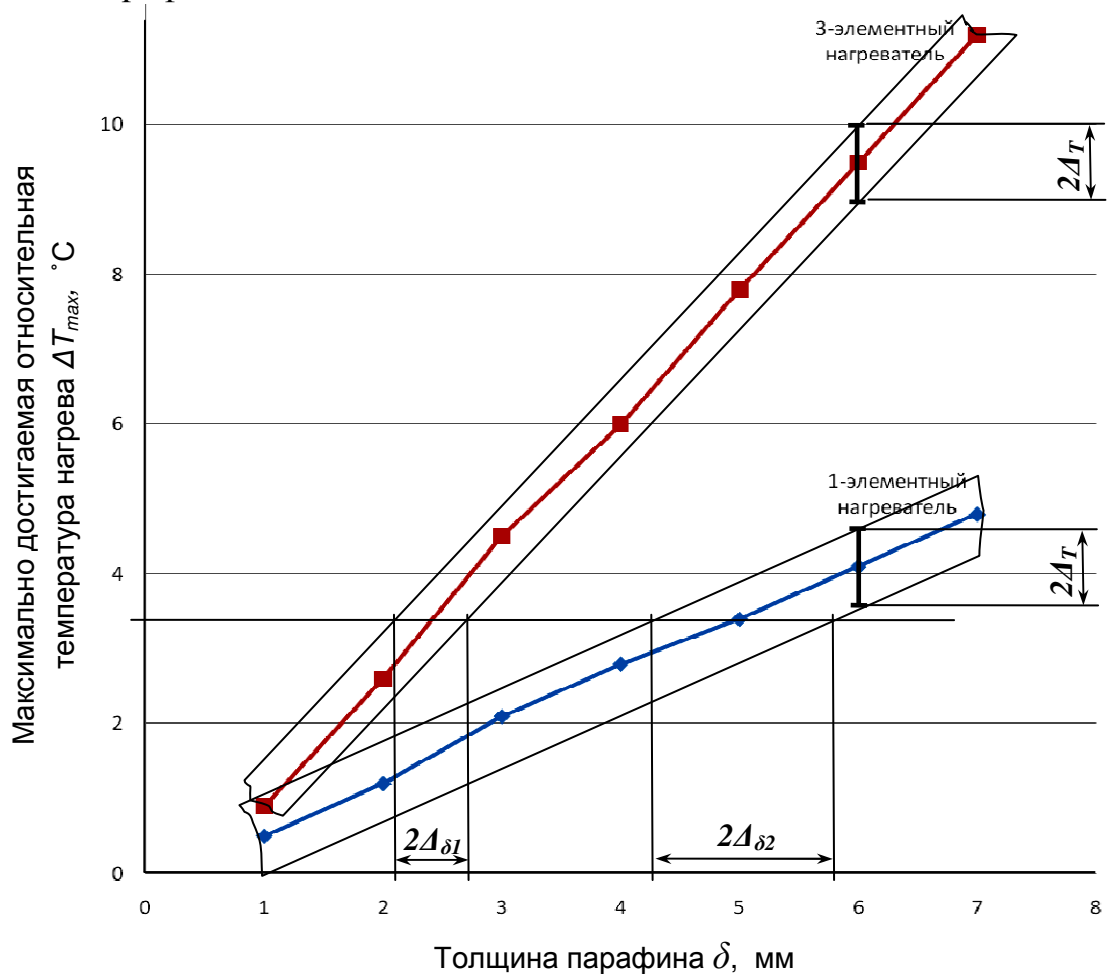


Рисунок 3.6 - Зависимости $\Delta T_{max} = f(\delta)$ для преобразователей с одноэлементным и трехэлементным нагревателем

3.3.2.2 Моделирование преобразователя с трехэлементным нагревателем с целью выбора информативных параметров

Все последующие результаты моделирования относятся к преобразователю с 3-элементным нагревателем. Численные эксперименты на модели проводились с целью выявления информативных параметров, наиболее выгодных с точки зрения обеспечения наилучших метрологических характеристик преобразователя.

На данном этапе исследований термоизолятор считался идеальным, т.е. тепловой поток с поверхности термоизолятора в окружающую среду считался равным нулю. Длина участка трубы, для которого оценивались температурные поля, была ограничена длиной 120 мм.

Моделирование проводилось для исходных температур (температур потока жидкости) 10, 15 и 25 °С. Оценивались относительные температуры (относительно исходной). Результаты оказались практически одинаковыми, поэтому далее приводятся результаты для одного значения исходной температуры 10 °С.

Оценивалась температурное поле и графики изменения температуры по времени в месте установки термодатчика для толщин парафина $\delta = 0, 1, 2, 3, 4, 5$ и 6 мм. Затем в программе Excel строились графики зависимостей различных информативных параметров от толщины δ . После этого оценивалась степень пригодности параметра по линейности и чувствительности к δ (по крутизне графика).

В качестве информативных параметров проверялись:

- время нагревания $t_{нагр.мах}$ от исходной температуры $T_0=10$ °С до температуры насыщения (теплового баланса) $T_{мах}$;
- время остывания $t_{ост.мах}$ от максимально достигнутой температуры $T_{мах}$ до исходной температуры $T_0=10$ °С ;
- значения относительной температуры $\Delta T_{нагр.}$ (относительно исходного значения 10 °С) в различные моменты времени нагревания $t_{нагр.}$: 50, 100, 150, 200

и 250 с, а также при $t_{нагр.мах}$ (при достижении теплового баланса);

- значения относительной температуры $\Delta T_{ост.}$ (относительно исходного значения $10\text{ }^{\circ}\text{C}$) в различные моменты времени остывания $t_{ост.}$: 50, 100, 150, 200 и 250 с.

Рассмотрим результаты для фазы нагрева и фазы остывания.

Фаза нагрева

Температурное поле в конце фазы нагрева показано на рисунке 3.7.

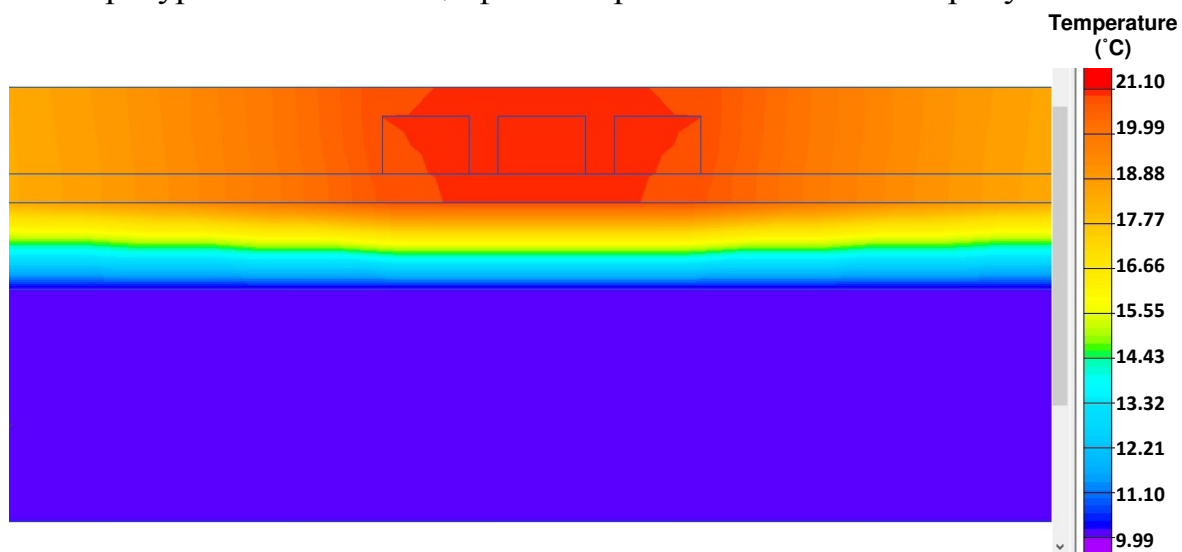


Рисунок 3.7 - Температурное поле для преобразователя с трехэлементным нагревателем при толщине отложений 6 мм в конце фазы нагрева (через 2000 с)

Пример результата моделирования временной зависимости температуры в месте установки термодатчика для фазы нагрева приведен на рисунке 3.8.

Результаты моделирования времени нагрева $t_{нагр.мах}$ от исходной температуры $T_0=10\text{ }^{\circ}\text{C}$ до температуры насыщения (теплового баланса) $T_{мах}$ показаны на рисунке 3.9. Термобаланс считался достигнутым, если за 100 с дальнейшее увеличение температуры составляло не более $0,01\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Зависимость оказалась близкой к линейной. Чувствительность и разрешающая способность очень хорошие. Неудобство использования параметра $t_{нагр.мах}$ заключается в большой длительности цикла измерения и неточном определении конца процесса (момента термобаланса) при наличии случайных помех.

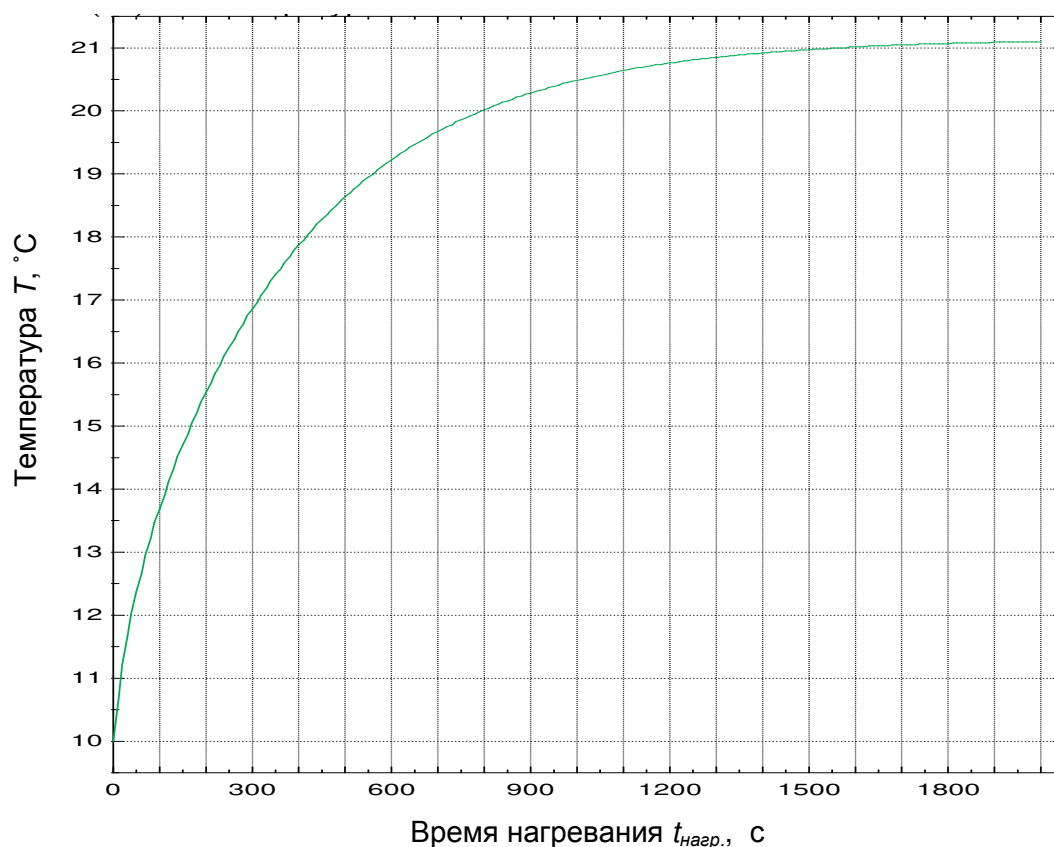


Рисунок 3.8 – Пример результата моделирования $T=f(t)$ для фазы нагрева

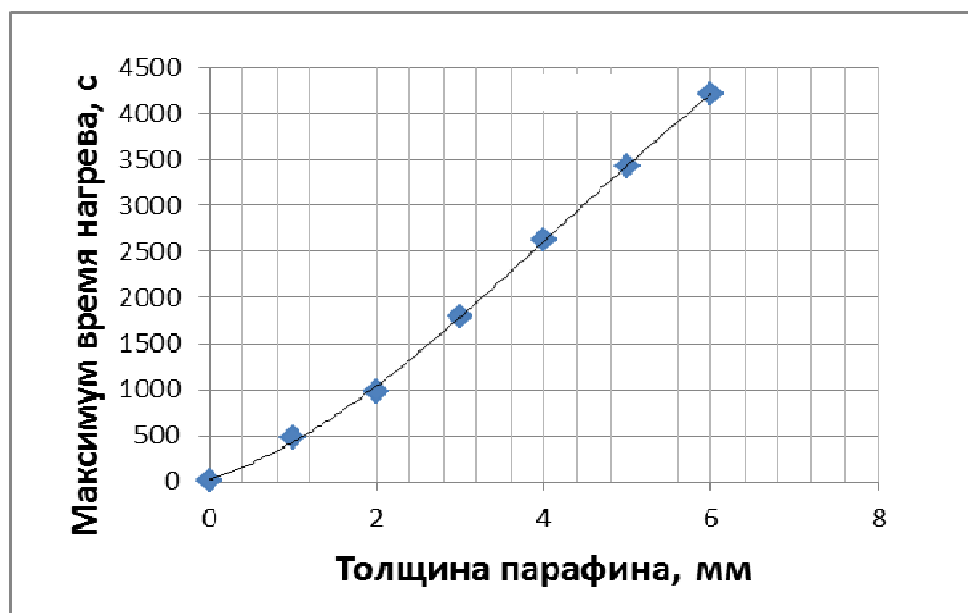


Рисунок 3.9 - Зависимость максимального времени нагрева $t_{\text{нагр.max}}$ от толщины отложений δ

Результаты тестирования в качестве информативных параметров значений относительной температуры $\Delta T_{\text{нагр.}}$ (относительно исходного значения 10°C) в

различные моменты времени нагревания $t_{нагр.}$: 50, 100, 150, 200 и 250 с, а также при $t_{нагр. max}$ (при достижении теплового баланса), показаны на рисунке 3.10.

Из полученных графиков видно, что чувствительность выбранного параметра $\Delta T_{нагр.}$ к толщине отложений и линейность зависимости улучшаются с ростом длительности нагревания $t_{нагр.}$. В пределе, когда $t_{нагр.}$ принимает значения, при которых достигается термодинамический баланс, кривая $\Delta T_{нагр.} = f(\delta)$ принимает форму почти линейной зависимости.

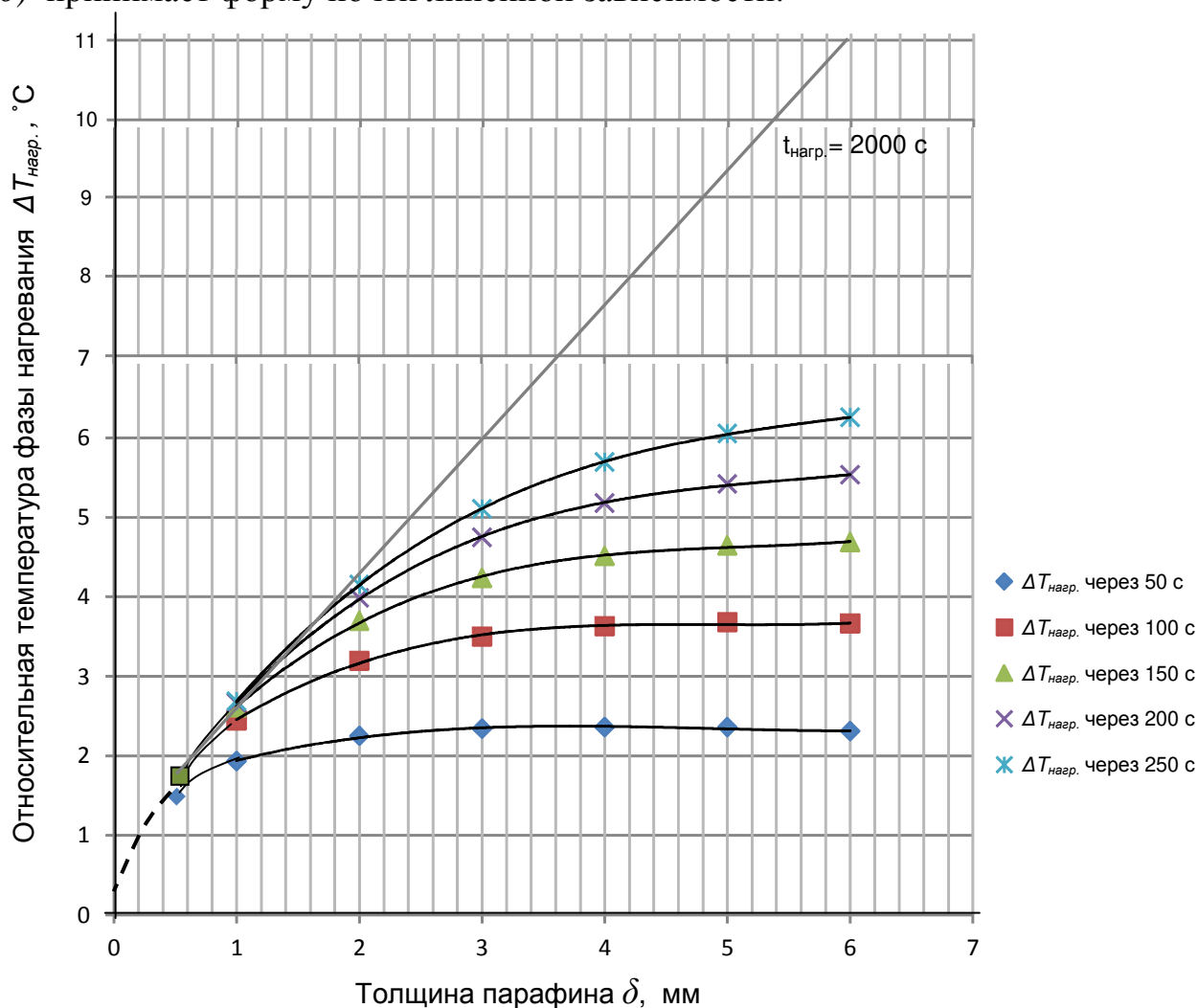


Рисунок 3.10 – Зависимости $\Delta T_{нагр.} = f(\delta)$ для различных значений длительности нагревания

Фаза остывания

Пример результата моделирования для фазы остывания приведен на рисунке 3.11. Фаза остывания начинается сразу после выключения нагревателя. Аналогично фазе нагревания процесс остывания считается завершенным, если

за 100 с не происходит снижения температуры более чем на 0,01 °С.

Результаты оценки времени остывания $t_{ост.мах}$ от максимально достигнутой температуры $T_{мах}$ до исходной температуры $T_0=10\text{ °С}$ в зависимости от толщины отложений показаны на рисунке 3.12. Как и для фазы нагревания здесь получена почти линейная зависимость. Также ее особенностью является длительность процесса (5000 с при толщине парафина 6 мм) и возможные погрешности при определении момента окончания процесса.

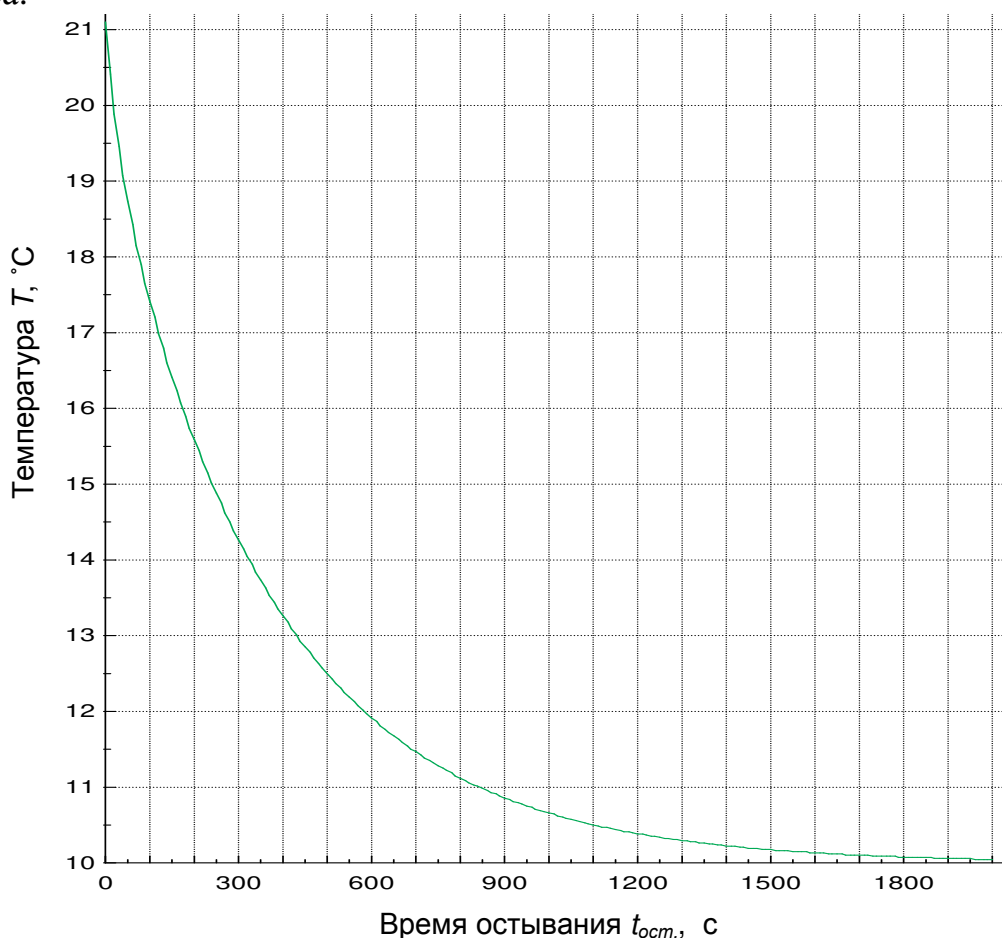


Рисунок 3.11 – Пример результата моделирования для фазы остывания

Аналогично тому, как это делалось для фазы нагревания, для различных значений толщины слоя парафина δ измерялись значения относительной температуры $\Delta T_{ост.}$ (относительно исходного значения 10 °С) в различные моменты времени остывания $t_{ост.}$: 50, 100, 150, 200 и 250 с. Полученные результаты оформлялись в виде зависимостей $\Delta T_{ост.} = f(\delta)$ для различных

значений длительности нагрева t_{ocm} . (рисунок 3.13).

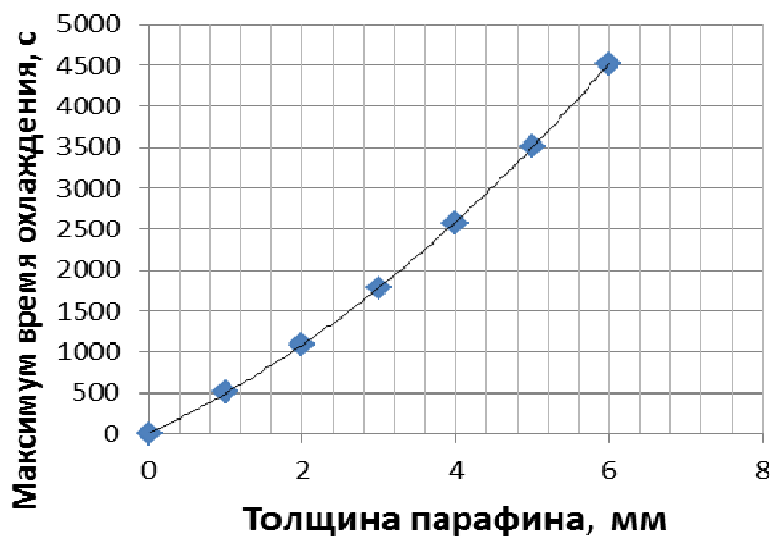


Рисунок 3.12 – Зависимость времени остывания $t_{ocm,max}$ от толщины отложений

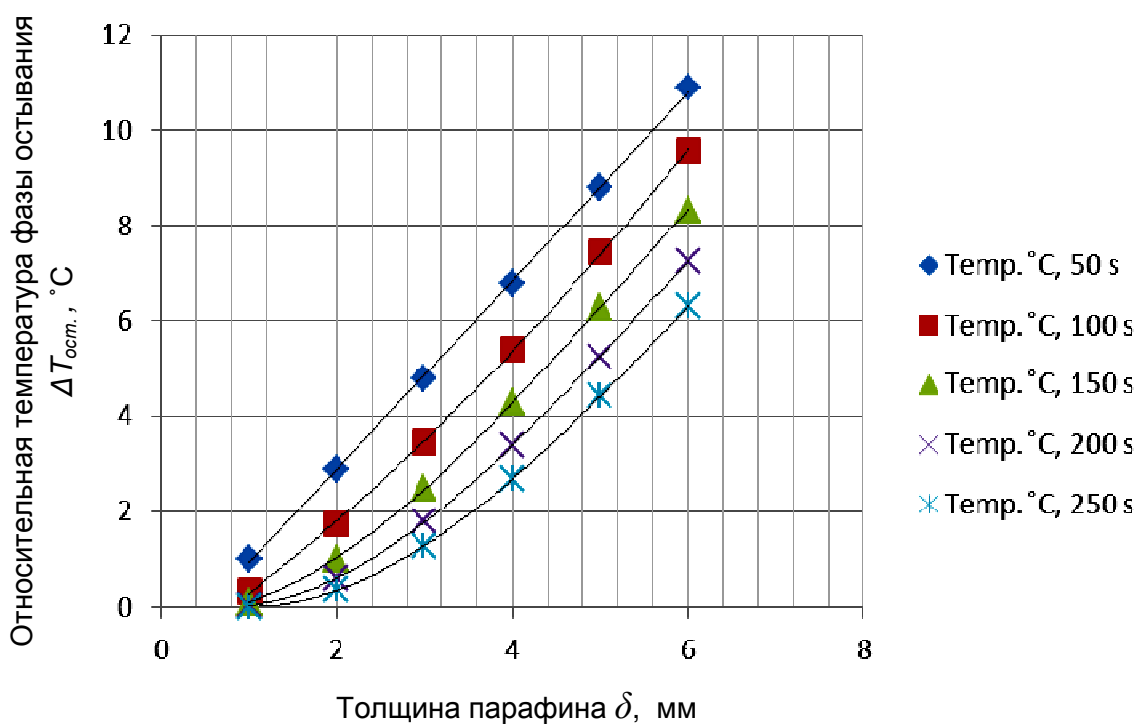


Рисунок 3.13 – Зависимости $\Delta T_{ocm} = f(\delta)$ для различных значений длительности остывания

Очевидно, что более предпочтительна зависимость, соответствующая $t_{ocm} = 50$ с, так как она линейна во всем диапазоне толщин отложений. Заметим, что здесь, в отличие от предыдущей фазы, выгоднее не ждать окончания процесса, а фиксировать относительную температуру через достаточно

короткий промежуток времени от начала остывания.

При другом диаметре трубы или другой мощности нагревателя длительности процессов нагревания и остывания будут другими, но закономерность сохранится, а именно: наиболее предпочтительная зависимость $\Delta T_{ост.} = f(\delta)$ будет наблюдаться при относительной температуре, измеренной в момент времени $\approx 1/10$ длительности фазы остывания.

3.3.2.3 Моделирование влияния толщины и свойств термоизолятора на результаты измерений

На этом этапе исследований анализировалось защитное действие слоя термоизолятора, который отделяет трубу с размещенным на ней термопреобразователем от окружающей среды. Такой средой считался воздух, имеющий постоянную температуру. Условия конвективного теплообмена поверхности термоизолятора с воздухом считаем постоянными. Коэффициент теплоотдачи был принят равным $30 \text{ Вт}/(\text{К}\cdot\text{м}^2)$.

В случае, когда учитывается конвективный теплообмен, результат будет зависеть от температуры окружающего воздуха. Для оценки его влияния анализировались значения максимальной температуры нагревания (температуры термобаланса) под основным нагревателем при температуре воздуха от -40 до 40 °С для различной толщины слоя термоизолятора при неизменной толщине слоя парафина $\delta = 6$ мм. Оценивались в качестве термоизолятора минеральная вата и пенополиуретан. Пример получаемых картин температурного поля показан на рисунке 3.14.

Результаты моделирования представлены в таблицах 3.2 и 3.3.

Для каждого из анализируемых материалов в программе ELCUT в свойствах материалов вводились коэффициент теплопроводности λ , удельная теплоемкость c и плотность ρ . Пенополиуретан является более качественным термоизолятором, поэтому результаты были ожидаемыми. Влияние на результаты измерений температуры воздуха в случае его применения оказалось гораздо менее заметным, чем в случае применения минеральной ваты.

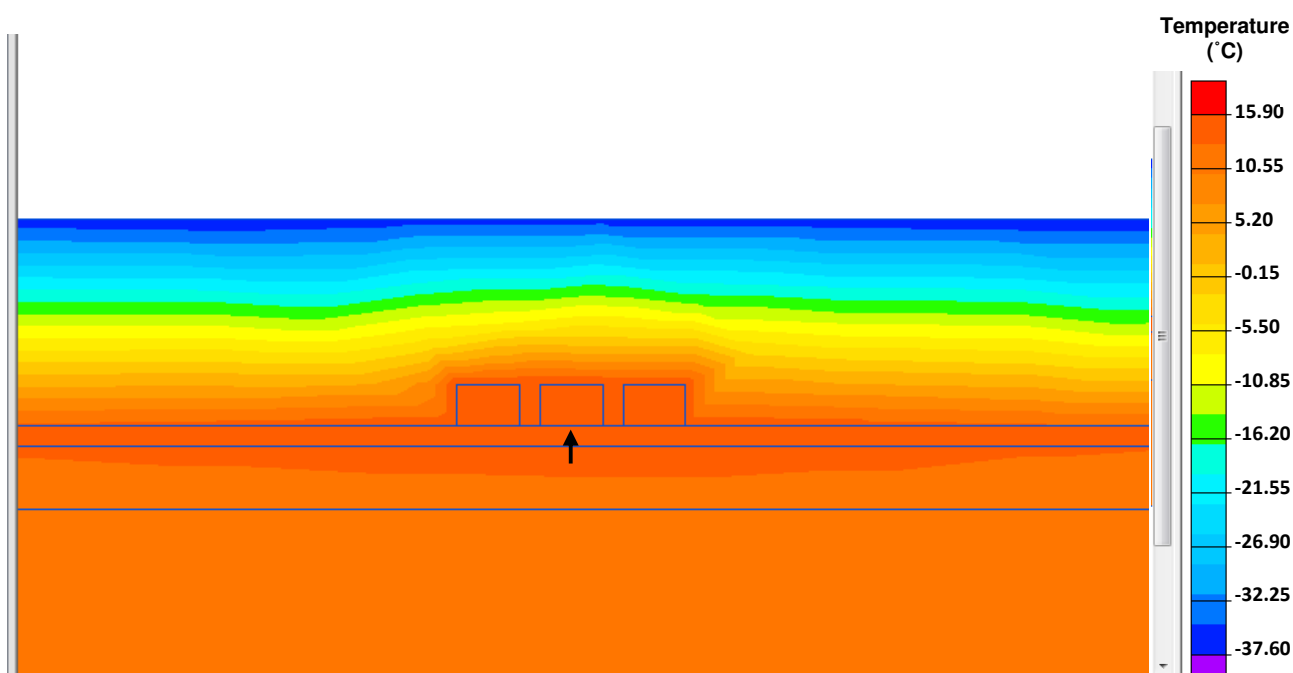


Рисунок 3.14 – Пример температурного поля при наличии конвекции с воздухом

Таблица 3.2 – Значения максимальной температуры T_{max} под основным нагревателем при использовании в качестве термоизолятора минеральной ваты ($\lambda = 0,042$ Вт/(К·м) , $c = 1700$ Дж/(кг·К), $\rho = 50$ кг/м³)

Толщина термо- изолятора $h_{ти}$, мм	10	20	40	60	80	100
Температура воздуха, °С						
-40	12,47	15,75	17,55	18,54	19,32	19,76
-20	15,16	17,33	18,51	19,12	19,59	19,86
0	17,85	18,92	19,47	19,72	19,86	19,95
20	20,53	20,50	20,44	20,30	20,14	20,07
40	23,22	22,08	21,42	20,89	20,42	20,16
	$\Delta=10,75$	$\Delta=6,33$	$\Delta=3,87$	$\Delta=2,35$	$\Delta=1,10$	$\Delta=0,4$

Таблица 3.3 – Значения максимальной температуры T_{max} под основным нагревателем при использовании в качестве термоизолятора пенополиуретана ($\lambda = 0,02$ Вт/(К·м), $c = 1470$ Дж/(кг·К), $\rho = 35$ кг/м³)

Толщина термо- изолятора $h_{ТИ}$, мм Температура воздуха, °С	10	20	40	60	80	100
-40	16,09	18,06	19,04	19,60	20,00	20,16
-20	17,57	18,86	19,51	19,85	20,08	20,18
0	19,03	19,67	19,98	20,10	20,17	20,21
20	20,51	20,48	20,44	20,35	20,27	20,24
40	21,98	21,29	20,90	20,60	20,36	20,25
	$\Delta=5,89$	$\Delta=3,23$	$\Delta=1,86$	$\Delta=1,00$	$\Delta=0,36$	$\Delta=0,09$

Так как фактически информативным параметром является не абсолютная температура, а относительная температура ΔT_{max} , рассчитанная относительно исходной $T_0 = 10$ °С, то для оценки приведенной погрешности измерения ΔT_{max} необходимо привести к полному диапазону изменений ΔT_{max} . Этот диапазон, из таблиц 3.2-3.3, составляет примерно $\Delta(\Delta T_{max}) = 14$ °С. Тогда приведенная погрешность измерения ΔT_{max} , обусловленная влиянием окружающего воздуха, составит: $\gamma_{\Delta T} = (\Delta / (\Delta(\Delta T_{max}))) \cdot 100\% = (\Delta / 14) \cdot 100\%$. При $h_{ТИ} = 100$ мм для минеральной ваты это составит $(0,4 / 14) \cdot 100\% = 2,8\%$, а для пенополиуретана $(0,09 / 14) \cdot 100\% = 0,6\%$. Для других значений толщины пенополиуретанового термоизолятора приведенная погрешность составит:

$$\text{для } h_{ТИ} = 80 \text{ мм } \gamma_{\Delta T} = 2,5 \%, \quad \text{для } h_{ТИ} = 60 \text{ мм } \gamma_{\Delta T} = 7 \%.$$

Для многих применений преобразователя в составе систем

автоматического контроля парафиновых отложений слой пенополиуретанового термоизолятора 80-100 мм может обеспечить приемлемый уровень погрешностей измерения ΔT_{max} , при котором можно обойтись без введения дополнительных поправок на температуру окружающего воздуха.

3.3.2.4 Определение погрешности оценки параметров тепловых процессов при их моделировании на ограниченном по длине участке трубы

Рассмотренная на рисунке 3.4 геометрическая модель преобразователя ограничена по длине, причем считается, что тепловые потоки через левое и правое сечения участка трубы равны нулю. Очевидно, что при таком условии моделируемый тепловой процесс будет отличаться от реального, где труба не ограничена, причем тем сильнее, чем короче рассматриваемый участок трубы. Например, значения основного измеряемого параметра ΔT_{max} – максимальной относительной температуры, достигнутой в момент наступления теплового баланса, на ограниченном участке будут несколько завышены по сравнению с такими же значениями для бесконечной трубы.

Целью следующих вычислительных экспериментов было определение такой длины участка трубы, при которой погрешность моделирования еще можно считать приемлемой. Вычислительные эксперименты на модели проводились для различных диаметров труб (для различного сортамента) с определенным шагом изменения длины моделируемого участка. Геометрия и объемная плотность энергии нагревателей для каждого типа трубы также менялась в соответствии с толщиной стенки трубы и диаметром, но таким образом, чтобы параметр ΔT_{max} всегда лежал в диапазоне 8..10 °С. Далее выявлялось такое значение длины L_{cm} , при котором наблюдалась стабилизация значений параметра ΔT_{max} (т.е. $\Delta T_{max} \rightarrow \Delta T_{max}(L_{cm})$) и дальнейшее увеличение длины уже не изменяло эти значения. Затем определялось такое минимальное значение длины участка L_x , при котором приведенная погрешность моделирования, вычисленная по формуле:

$$\gamma_L = ((\Delta T_{max}(L_x) - \Delta T_{max}(L_{cm})) / \Delta T_{max}(L_{cm})) \cdot 100\%, \quad (3.9)$$

не превышала условленного приемлемого значения 10%.

Результаты моделирования для 4-х условных диаметров труб приведены ниже в таблицах 3.4-3.11. Кроме T_{max} показаны значения ΔT_{max} , рассчитанные относительно температуры потока жидкости $T_0=10^\circ\text{C}$. Толщина слоя парафина δ во всех случаях принималась равной 6 мм. После каждой таблицы приведены полученные значения L_{cm} , $\Delta T_{max}(L_{cm})$, L_x , $\Delta T_{max}(L_x)$ и γ_L .

Таблица 3.4 – Значения T_{max} при различных значениях длины участка 2"-трубы (наружный диаметр $D_H=60$ мм, толщина стенки $h=3$ мм, $Q=660$ кВт/м³, сечение нагревателей 6x4 мм, зазор между кольцами нагревателей 2 мм)

D , inch	L , см							
		20	30	40	50	60	70	80
2	T_{max} , °C	19.91	18.51	18.25	18.25	18.20	18.10	18.10
	ΔT_{max} , °C	9.91	8.51	8.25	8.25	8.20	8.10	8.10
	$t_{нагр. max}$, с	2300	2200	2000	1700	1700	1600	1600

$$L_{cm} = 70 \text{ см}, \quad \Delta T_{max}(L_{cm}) = 8,10 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$L_x = 30 \text{ см}, \quad \Delta T_{max}(L_x) = 8,51 \text{ }^\circ\text{C}, \quad \gamma_L = 7,5\%$$

Таблица 3.5 – Значения T_{max} при различных значениях длины участка 4"-трубы (наружный диаметр $D_H=118$ мм, толщина стенки $h=8$ мм, $Q=405$ кВт/м³, сечение нагревателей 8x6 мм, зазор между кольцами нагревателей 3 мм)

D , inch	L , см							
		20	30	40	50	60	70	80
4	T_{max} , °C	19.9	18.3	18.0	17.6	17.5	17.5	17.5
	ΔT_{max} , °C	9.9	8.3	8.0	7.6	7.5	7.5	7.5
	$t_{нагр. max}$, с	2900	2750	2600	2550	2550	2450	2350

$$L_{cm} = 60 \text{ см}, \quad \Delta T_{max}(L_{cm}) = 7,5 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$L_x = 40 \text{ см}, \quad \Delta T_{max}(L_x) = 8,0 \text{ }^\circ\text{C}, \quad \gamma_L = 6,7\%$$

Таблица 3.6 – Значения T_{max} при различных значениях длины участка 8"-трубы (наружный диаметр $D_H=222$ мм, толщина стенки $h=10$ мм, $Q=570$ кВт/м³, сечение нагревателей 8х6 мм, зазор между кольцами нагревателей 4 мм)

D , inch	L , см							
		40	50	60	70	80	90	100
8	T_{max} , °C	19.7	18.8	18.7	18.5	18.4	18.25	18.25
	ΔT_{max} , °C	9.7	8.8	8.7	8.5	8.4	8.25	8.25
	$t_{нагр.max}$, с	3100	3000	2800	2700	2700	2600	2550

$$L_{cm} = 90 \text{ см}, \quad \Delta T_{max}(L_{cm}) = 8,25 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$L_x = 50 \text{ см}, \quad \Delta T_{max}(L_x) = 8,8 \text{ }^\circ\text{C}, \quad \gamma_L = 6,7\%$$

Таблица 3.7 – Значения T_{max} при различных значениях длины участка 12"-трубы (наружный диаметр $D_H=326$ мм, толщина стенки $h=12$ мм, $Q=760$ кВт/м³, сечение нагревателей 8х6 мм, зазор между кольцами нагревателей 4 мм)

D , inch	L , см						
		50	60	70	80	90	100
12	T_{max} , °C	19.7	19.6	19.3	19.0	18.8	18.8
	ΔT_{max} , °C	9.7	9.6	9.3	9.0	8.8	8.8
	$t_{нагр.max}$, с	3450	3250	3050	2900	2800	2700

$$L_{cm} = 90 \text{ см}, \quad \Delta T_{max}(L_{cm}) = 8,8 \text{ }^\circ\text{C},$$

$$L_x = 60 \text{ см}, \quad \Delta T_{max}(L_x) = 9,6 \text{ }^\circ\text{C}, \quad \gamma_L = 9,1\%$$

Таким образом, при допустимой погрешности моделирования 10%

вполне достаточно ограничить длину моделируемого участка трубы значениями порядка 30 см для 2"-трубы, 40 см для 4"-трубы, 50 см для 8"-трубы и 60 см для 12"-трубы.

Результаты и выводы по главе 3

1. Применение 3-элементного нагревателя целесообразно; такое решение позволяет повысить чувствительность измеряемых параметров к ТПО, и как следствие, снизить погрешности их определения.

При условиях, что абсолютная предельная погрешность измерения параметра ΔT_{max} равна $\approx 0,5$ °С, диапазон ТПО составляет 0..6 мм, скорость потока жидкости фиксирована, типичные значения расчетной основной приведенной погрешности для ИП с 3-элементным нагревателем составляют 5% , а для ИП с 1-элементным нагревателем 13%, что свидетельствует о явном преимуществе предложенного метода измерения ТПО по сравнению с методом-прототипом.

2. Выбор в качестве информативных параметров времени нагревания $t_{нагр.мах}$ от исходной температуры до температуры теплового баланса $T_{мах}$ или времени остывания $t_{ост.мах}$ от максимально достигнутой температуры $T_{мах}$ до исходной температуры не желателен из-за большой длительности цикла измерения и возможных погрешностей при определении конца процесса (момента термобаланса) при наличии случайных помех.

3. Для определения толщины парафина наиболее предпочтительными измеряемыми параметрами являются:

1) максимальная для фазы нагревания относительная температура $\Delta T_{мах}$, соответствующая термодинамическому балансу,

2) относительная температура $\Delta T_{ост.}$, измеренная в момент времени $\approx 1/10$ длительности фазы остывания.

4. Моделирование тепловых процессов с учетом влияния окружающего воздуха при наличии термоизолятора показало, что слой термоизолятора из

пенополиуретана толщиной 100 мм может обеспечить приемлемый уровень дополнительной приведенной погрешности измерения ΔT_{max} порядка 0,6 % в диапазоне температуры воздуха -40..40 °С, при котором можно обойтись без введения поправок на температуру окружающего воздуха.

5. Оценены методические погрешности результатов моделирования преобразователя, обусловленные конечной длиной моделируемого участка трубы. При допустимой погрешности моделирования 10% вполне достаточно ограничить длину моделируемого участка трубы значениями порядка 30 см для 2"-трубы, 40 см для 4"-трубы, 50 см для 8"-трубы и 60 см для 12"-трубы.

4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ТОЛЩИНЫ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В НЕФТЕПРОВОДАХ

4.1 Общие замечания

Основу разрабатываемой системы автоматического контроля (САК) составляет измерительный преобразователь (ИП) толщины парафиновых отложений (ТПО). Поэтому для экспериментальных исследований прежде всего был изготовлен и апробирован экспериментальный образец ИП ТПО (описание см. в р.4.2).

Для того, чтобы производить градуировочные, калибровочные работы и испытания, был разработан и изготовлен специальный стенд (описание см. в р.4.3), позволяющий в замкнутом гидравлическом контуре испытывать ИП ТПО именно на той жидкости, которая предположительно будет основной жидкостью на объекте измерения. Кроме того, дополнительной функцией стенда является выделение из испытываемой жидкости твердых парафиновых отложений, которые специальным образом собирают и затем используют для подготовки градуировочных образцов (см. р.4.4).

4.2 Конструкция экспериментального образца измерительного преобразователя толщины парафиновых отложений и его сборка

Экспериментальный образец ИП был выполнен на отрезке стандартной стальной трубы с наружным диаметром 32 мм, толщиной стенки 3 мм (1") [81] длиной 300 мм (рисунок 4.1). Данный отрезок имел резьбовые окончания для подсоединения к испытательному стенду.

Собственно ИП был выполнен следующим образом. В средней части трубы по всей окружности посредством теплопроводной пасты КПТ-19 [82] была приклеена в один слой полиимидная пленка [83] толщиной 0,1 мм и шириной 40 мм. Полиимид имеет хорошие электроизоляционные свойства, достаточную теплопроводность ($\lambda=180$ Вт/(м·К) и термочность (температура плавления порядка 400 °С).

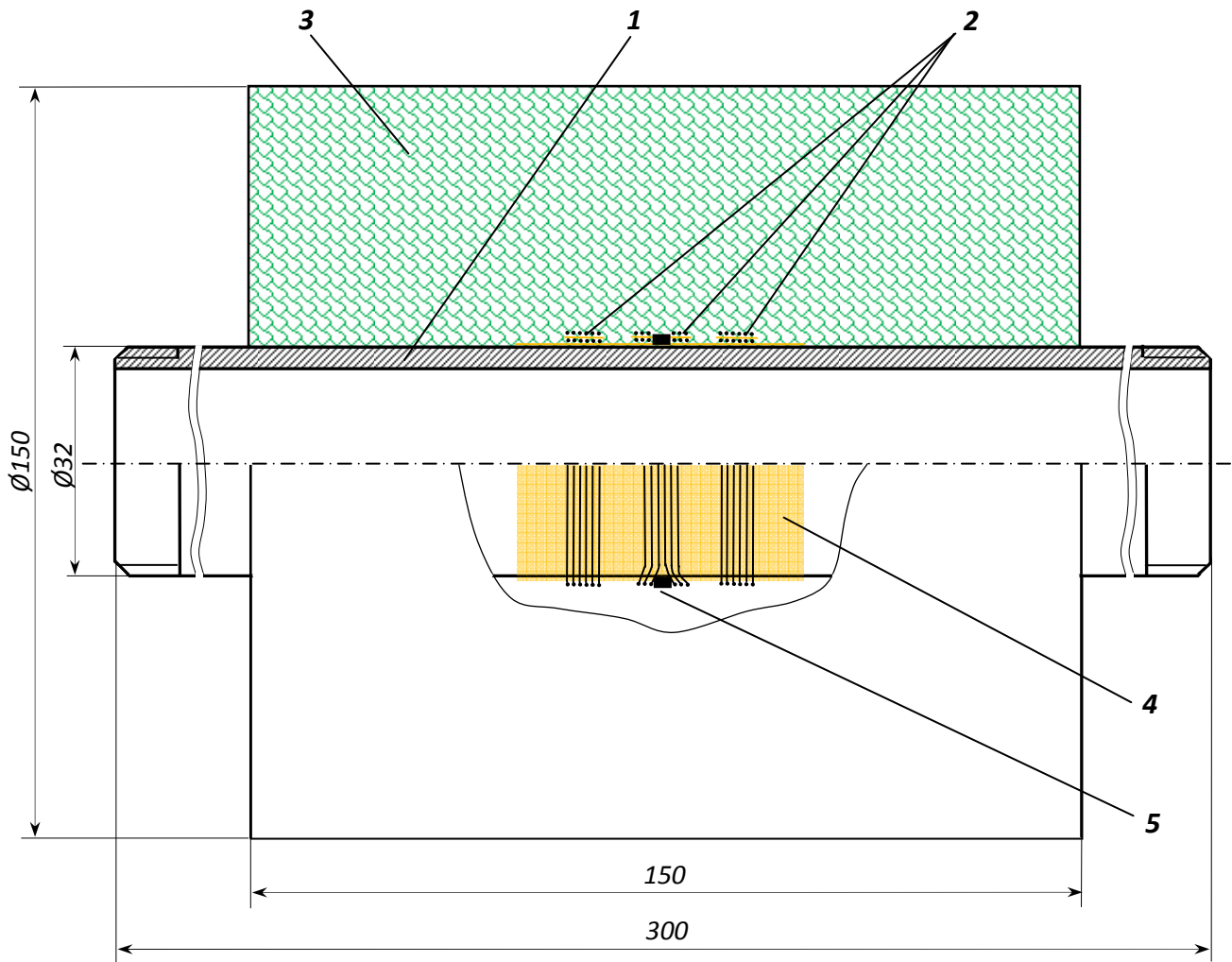


Рисунок 4.1 – Конструкция экспериментального образца измерительного преобразователя:
 1 – труба; 2 – обмотки нагревателей; 3 – термоизолятор;
 4 – полиимидная пленка; 5 – термодатчик DS18B20

В середине полиимидной полосы был оставлен прямоугольный вырез для непосредственного крепления посредством теплопроводной пасты КПТ-19 корпуса датчика температуры DS18B20 [84]. Точно также располагался второй термодатчик оппозитно первому. Нагреватели были выполнены путем намотки высокоомного провода из фехраля Х15Ю5Т диаметром 0,2 мм [85] на полиимидное основание. Для фиксации провода использовался цианакрилатный клей. Погонное электрическое сопротивление данного провода 41,1 Ом/м [86]. Каждый нагреватель имел по 8 витков, уложенные на ширине 6 мм. Основной нагреватель в месте установки термодатчика имел несколько раздвинутые витки. Все три нагревателя электрически соединены

последовательно. Их общее электрическое сопротивление составляло 64 Ом.

Снаружи середина отрезка трубы была обернута несколькими слоями термоизолирующего материала - пенополиуретана ППУ-Э-40-08 [87]. Общая толщина слоя составляла 60 мм. Снаружи термоизолятор был обтянут металлизированным скотчем. Он совмещал в себе функции стягивающего элемента и теплоотражателя. В других экземплярах преобразователя такой металлизированный скотч использовался в качестве промежуточных прокладок и создания многослойной структуры теплоизолятора, которая, предположительно, эффективнее однослойной, - она в сумме может иметь меньшую толщину.

Определенный опытным путем оптимальный диапазон напряжений (при котором возможно достижение температуры термобаланса, превышающее температуру потока на 10-15°C), подаваемых на цепь из трех нагревателей, составил $\approx 30-40$ В (действующее значение переменного напряжения 50 Гц). При этом ток через нагреватели составляет $\approx 0,5-0,7$ А, а мощность, рассеиваемая каждым нагревателем, $\approx 5-10$ Вт. При объеме полосы одного нагревателя (с учетом объема, заполняемого теплопроводной пастой) ≈ 150 мм³ объемная плотность тепловыделения на один нагреватель составит $\approx (3,3-6,6) \cdot 10^7$ Вт/м³.

Последовательность сборки одного экземпляра преобразователя показана на рисунках 4.2 - 4.13. Данный экземпляр несколько отличался от показанного на рисунке 4.1, а именно наличием в средней части пробковой полосы, потребовавшейся для более надежного крепления датчика температуры.

Нанесение на внутреннюю часть ИП слоя парафина определенной толщины выполнялось по специально разработанной технологии, описанной в р. 4.4.

На резьбовые окончания отрезка трубы устанавливались переходники на другие диаметры труб или штуцера под шланг диаметром 20 мм.



Рисунок 4.2 – Исходные материалы для формирования обмоток нагревателей

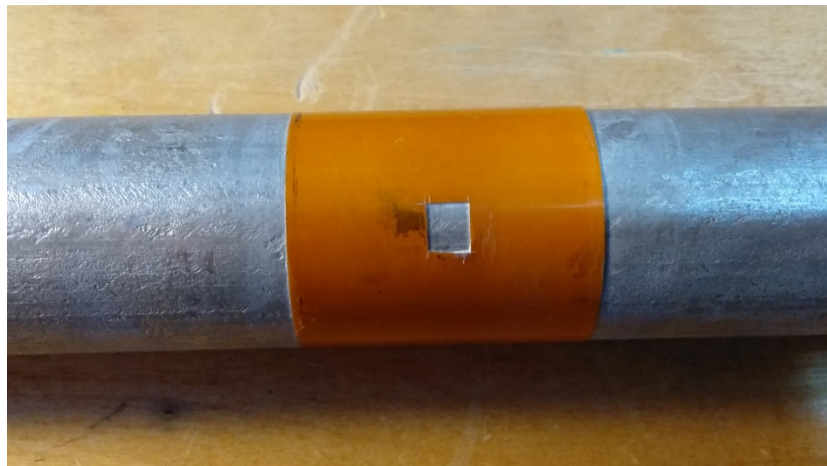


Рисунок 4.3 – Полиимидная пленка с вырезом под термодатчик с прокладкой из теплопроводной пасты нанесена на трубу

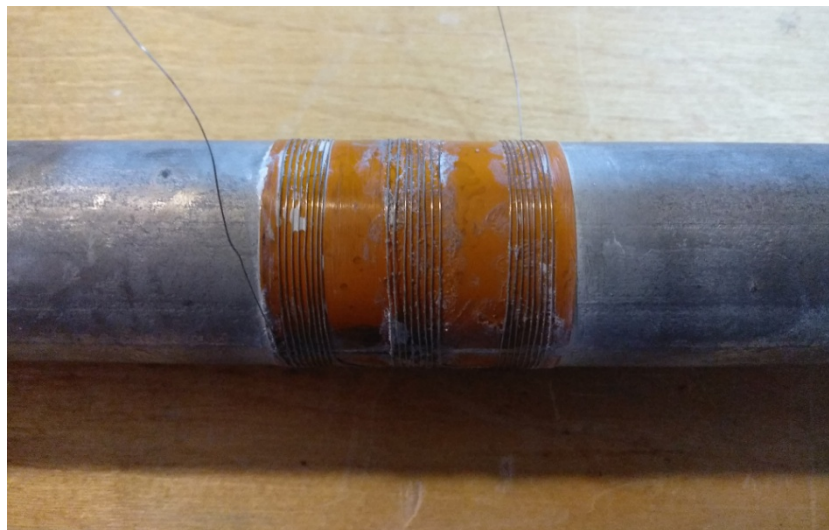


Рисунок 4.4 – Обмотки из фехраля фиксированы цианакрилатным клеем



Рисунок 4.5 – Вокруг места установки датчика обмотки раздвинуты

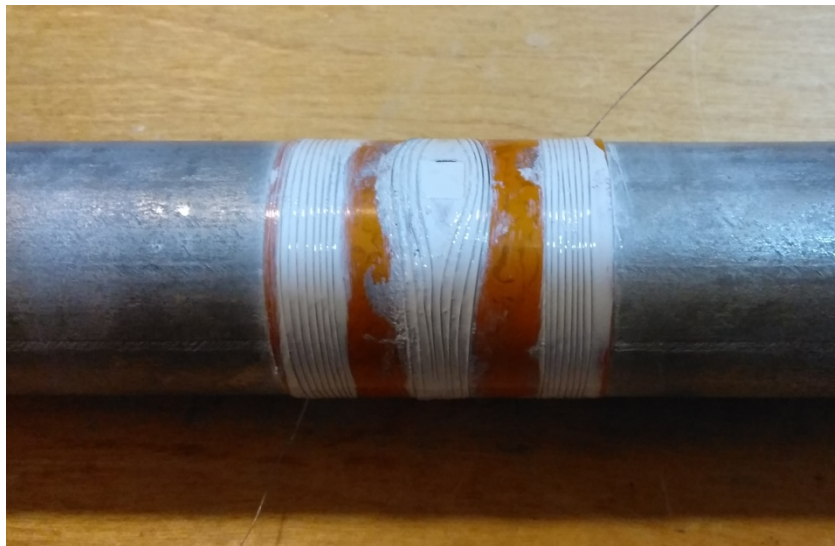


Рисунок 4.6 – На обмотки нанесена теплопроводная паста

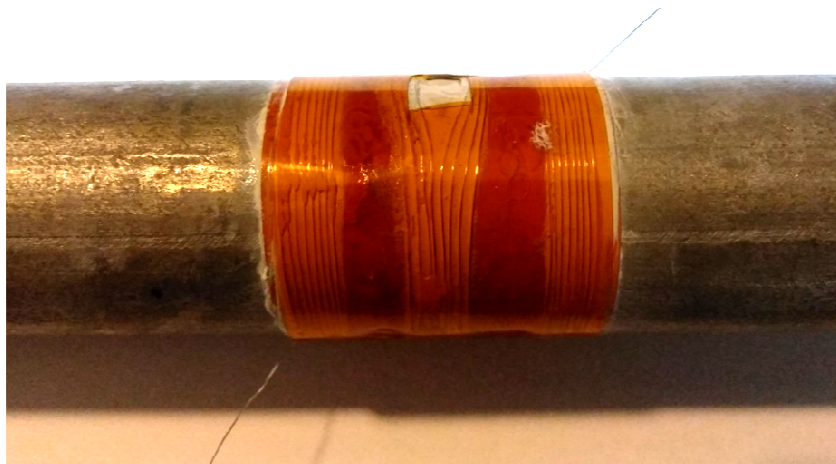


Рисунок 4.7 – Сверху на обмотки нанесен еще один слой полиимидной пленки

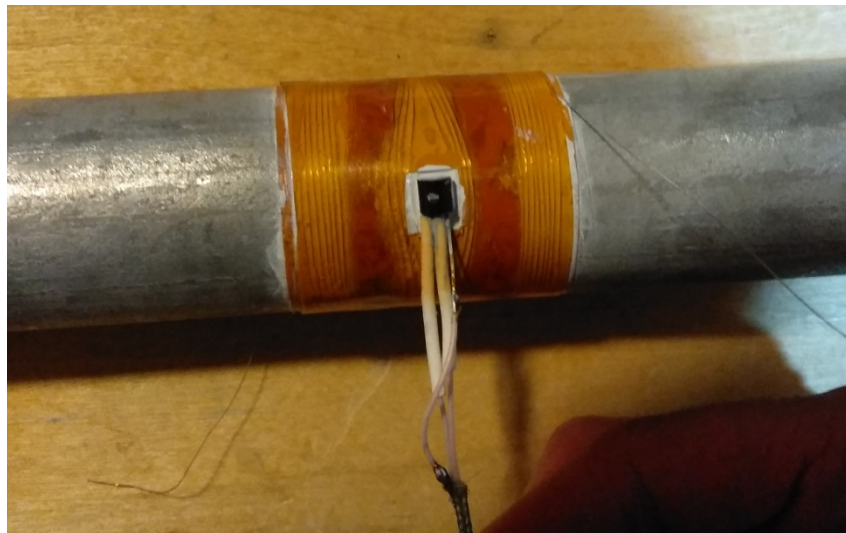


Рисунок 4.8 – Датчик DS18B20 приклеивается в окно на термопасту

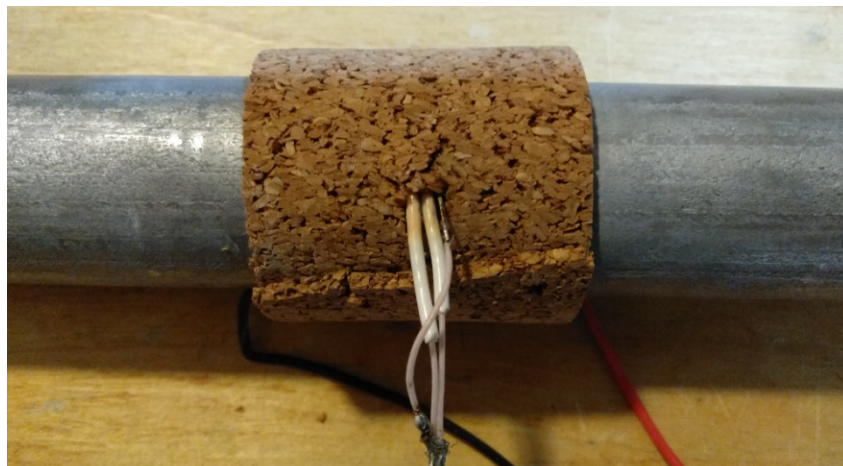


Рисунок 4.9 – Датчик DS18B20 фиксируется посредством пробковой полосы

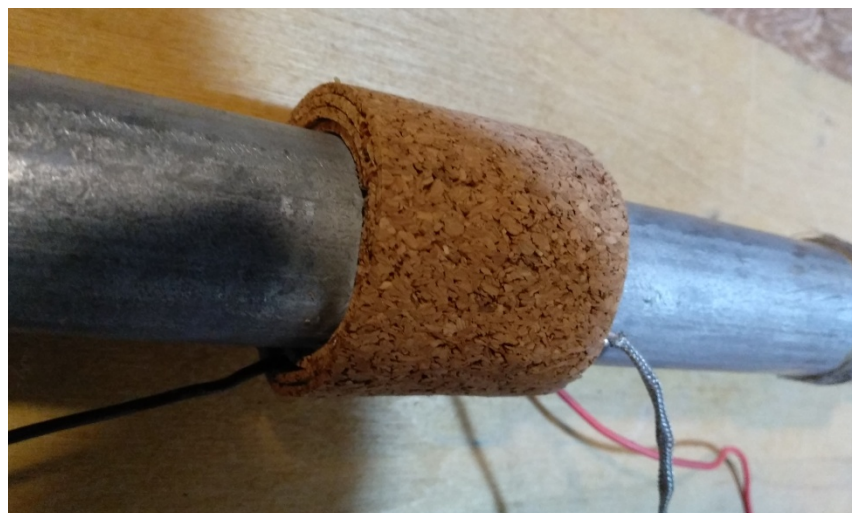


Рисунок 4.10 – Датчик DS18B20 полностью закрыт пробковой полосой

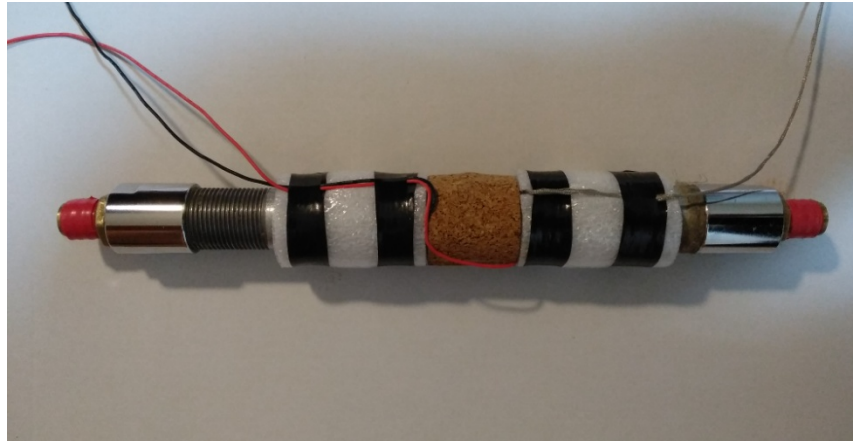


Рисунок 4.11 – Термоизоляция трубы пенополиуретаном по обе стороны от нагревателей



Рисунок 4.12 – Окончательная термоизоляция трубы несколькими слоями пенополиуретана

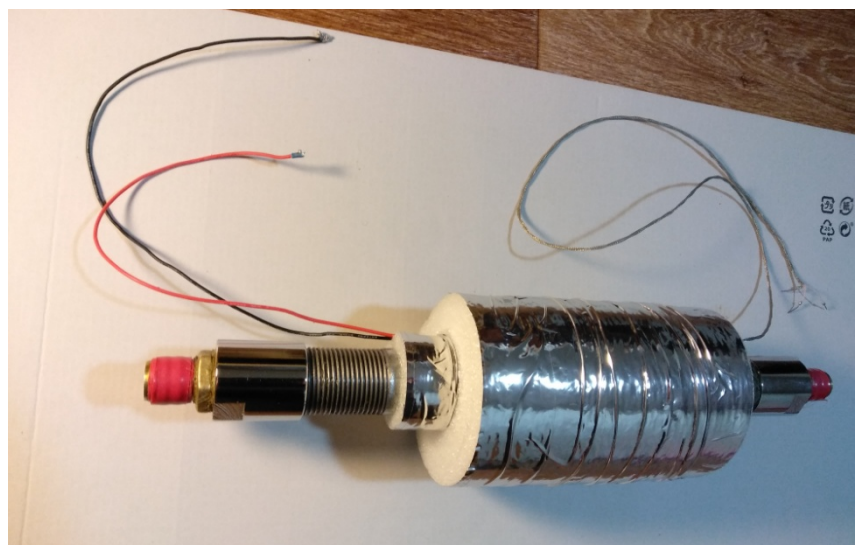


Рисунок 4.13 – Покрытие пенополиуретана металлизированной лентой

Датчик температуры DS18B20 фирмы Dallas Semiconductor представляет собой интегральную микросхему со встроенной схемой обработки сигнала и выдачей результата в виде цифрового последовательного кода по протоколу OneWire [88]. В экспериментах он подключался к программируемому контроллеру Arduino Nano [89]. Внешний вид датчика и распайка выводов показаны на рисунке 4.14. Схема подключения к Arduino Nano – на рисунке 4.15. Информационный провод D и провод питания +5В были защищены от наводок сетчатым металлическим экраном, подключенным к электроду GND термодатчика.

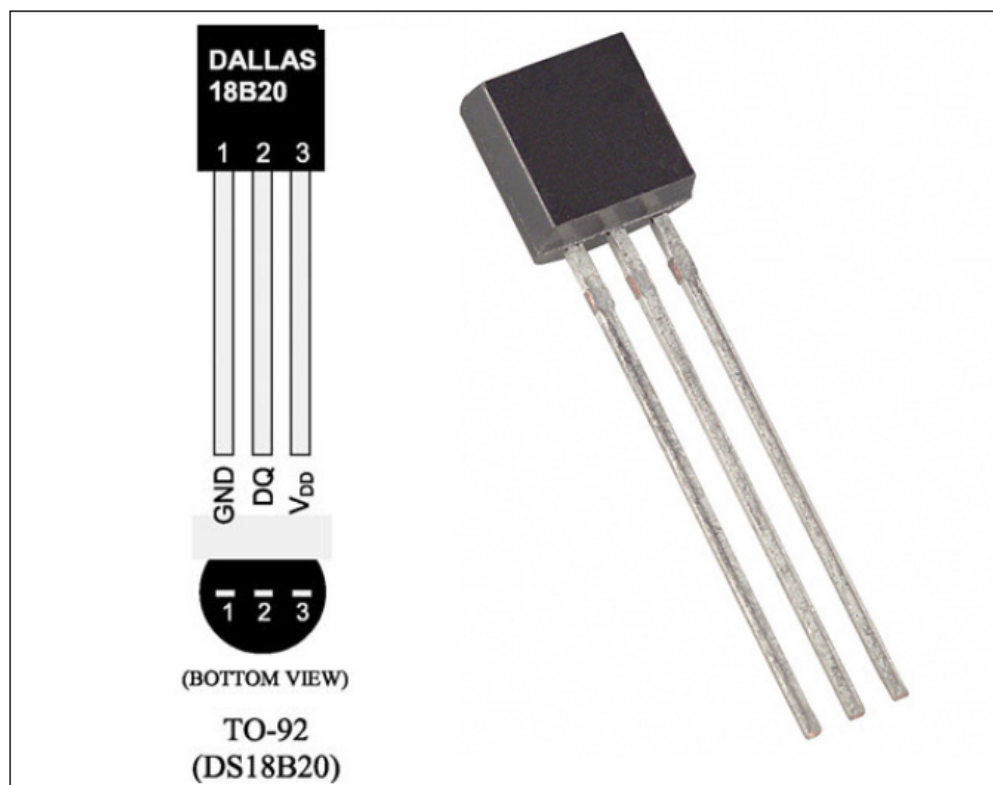


Рисунок 4.14 – Внешний вид и распайка выводов датчика DS18B20

Для программирования контроллера Arduino Nano использовались библиотеки OneWire и DallasTemperature. Результаты измерения выводились в виде текущих значений времени и температуры в каждой строке на экран компьютера и в текстовый файл.

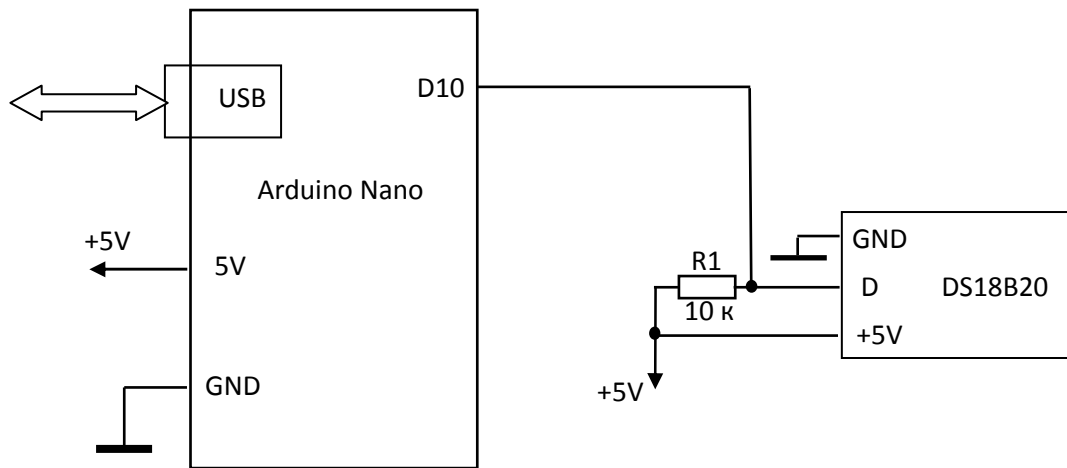


Рисунок 4.15 – Схема подключения датчика DS18B20 к Arduino Nano

4.3 Описание испытательного стенда

4.3.1 Конструкция стенда

Испытательный стенд предназначен для:

- 1) исследования условий парафинообразования в трубах;
- 2) создания условий для выделения твердого парафина из жидкости, взятой в качестве образца с объекта измерения;
- 3) проведения градуировочных и калибровочных работ на измерительных преобразователях толщины парафиновых отложений.

Для первых двух применений стенд имеет состав, показанный на рисунке 4.16. Выделение твердого парафина из образца нефти необходимо для его сбора и использования затем для выполнения измерительных преобразователей с нанесенными внутри слоями выделенного парафина калиброванной толщины. Для третьего из указанных применений состав в основном тот же, но в контур вместо термодатчика 2 включается исследуемый преобразователь, который через контроллер Arduino (рисунок 4.15) подключен к компьютеру.

Основу испытательного стенда составляет замкнутый гидравлический контур, в состав которого входят: резервуар, сливной кран, насос, измеритель скорости потока (расходомер), циркуляционные трубы. Часть трубы, примыкающая к резервуару сверху, охвачена охладителем, который

представляет собой цилиндрический сосуд, через который непрерывно прокачивается охлаждающая вода.

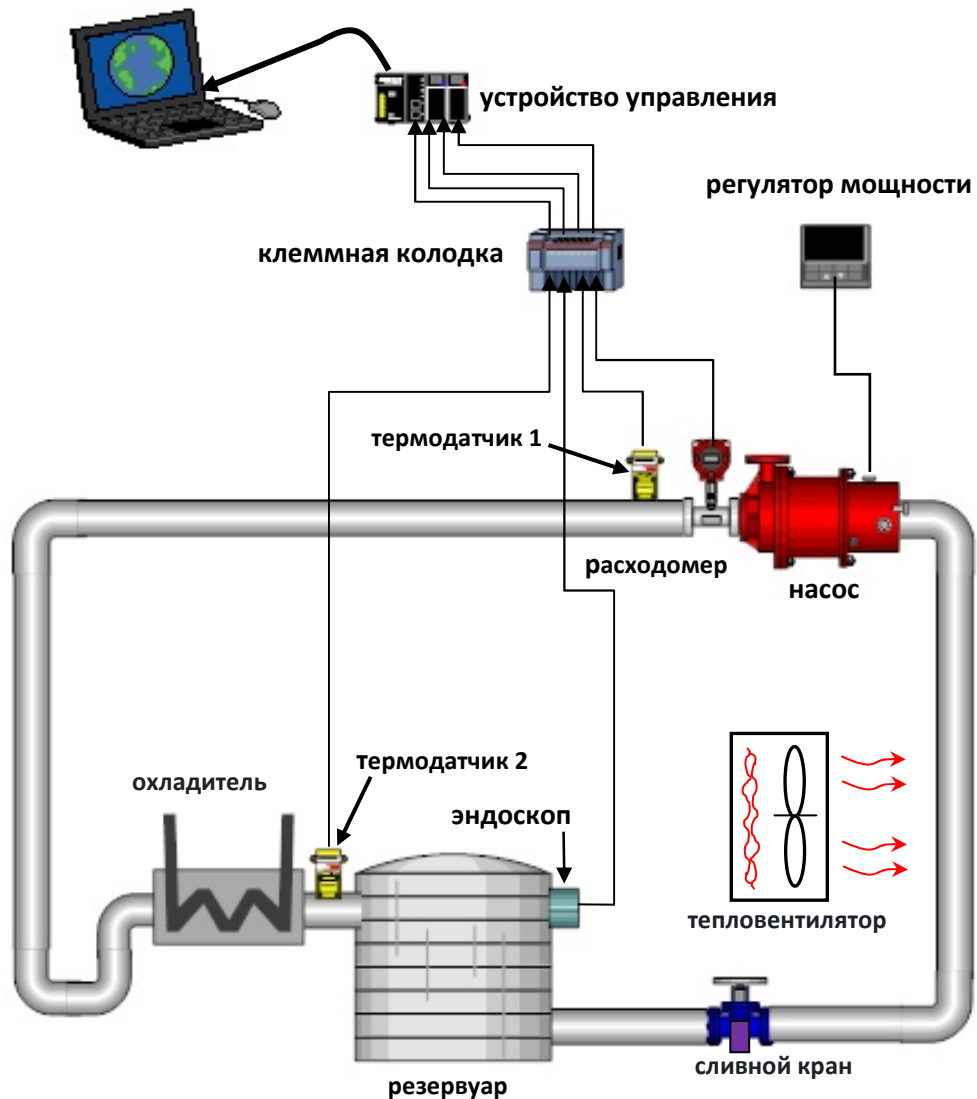


Рисунок. 4.16 – Стенд для изучения условий образования парафиновых отложений в трубах и выделения твердого парафина

Один из вариантов сборки стенда показан на рисунке 4.17.

В качестве рабочей жидкости при испытаниях использовалась жидкость, заменяющая нефть и близкая ей по своим физико-химическим свойствам, а именно – дизельное топливо (ГОСТ 32511-2013. [90]) с растворенным в нем парафином. Объемное содержание парафина составляло 12%. Количество циркулирующей жидкости в контуре составляло 4-5 л.

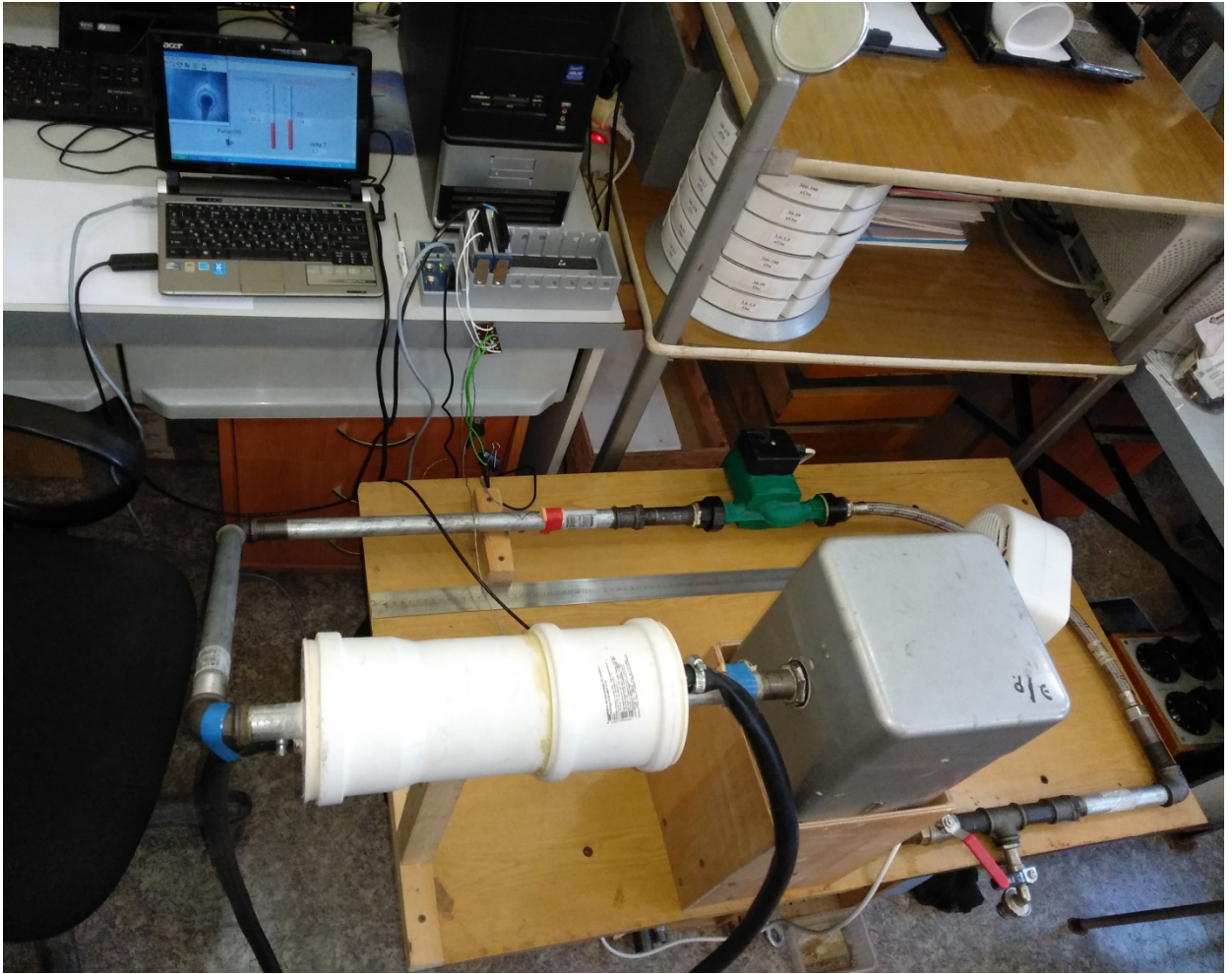


Рисунок 4.17 – Вариант сборки испытательного стенда

Для обеспечения циркуляции рабочей жидкости в контуре использовался электронасос «Oasis CR 25/6» (рисунок 4.18).



Рисунок 4.18 – Используемый электронасос

Насос имеет регулятор мощности, благодаря которому можно в широких пределах изменять расход жидкости. Он имеет небольшие габаритные размеры и вес и достаточно экономичен. Насос имеет следующие технические характеристики:

Высота подъема жидкости:	6 м
Диаметр условного прохода подключаемых труб:	25 мм
Температура:	от -10 до +110 °С
Максимальное рабочее давление:	10 бар
Обеспечиваемый расход	40 л/мин

Насос питается от сети 220В 50 Гц, ток потребления не превышает 0.4А, поэтому для дистанционного управления необходимо реле с соответствующими параметрами.

Резервуар (рисунок 4.19) представляет собой алюминиевый сосуд емкостью 10 л, в верхней части боковой стенки которого вмонтирована подводящая труба, а в донной части – отводящая.



Рисунок 4.19 – Резервуар со снятой крышкой

Верхняя крышка является съемной. Заполнение контура жидкостью осуществляется через резервуар после снятия крышки. Слив жидкости из контура производится путем открытия сливного крана на трубе.

Разрыв трубопровода и установка резервуара организованы специально, для того, чтобы на торце трубы, выходящей в резервуар, можно было визуально наблюдать образование отложений и производить оценку их толщины. Для наблюдения процесса в другой боковой стенке резервуара, напротив торца подводящей трубы, вмонтирован эндоскоп Espada Endsc2i1c [91]. Это устройство представляет собой видеокамеру с разрешением 1280x960 px, со светодиодной подсветкой (рисунок 4.20), с передачей видеопотока через USB-интерфейс, с защитой от влаги IP67. Видеоинформация передается в компьютер, где производится визуальный просмотр, а также автоматическая (после кратковременной остановки потока жидкости) обработка изображения средствами программного комплекса LabView [92] с целью вычисления толщины отложений на торце трубы.



Рисунок 4.20 – Эндоскоп со светодиодной подсветкой

Образование твердого парафина на стенке трубы происходит

преимущественно в месте установки охладителя, т.е. непосредственно у открытого торца трубы, выходящего в резервуар. Интенсивность образования отложений тем интенсивнее, чем больше перепад между температурой потока жидкости и температурой охлаждаемой стенки трубы. Так, при перепаде температур в $7\text{ }^{\circ}\text{C}$ за 5 часов непрерывной работы наращивались отложения толщиной ≈ 3 мм. Этот перепад температур можно регулировать скоростью потока охлаждающей воды, либо подогревом труб контура. Для подогрева использовался тепловентилятор, направленный на трубу, как показано на рисунке. 4.16.

Контроль температуры на стенде производился в двух местах: непосредственно у охладителя (термодатчик 2) и на трубе у выхода насоса (термодатчик 1). Сигнал последнего примерно соответствует температуре потока, т.к. после многих циклов циркуляции устанавливается тепловой баланс между жидкостью, трубой и окружающим воздухом. Значения температуры с двух термодатчиков и их разница индицируются на компьютере.

В качестве датчиков температуры был выбран датчик LM35CZ [93]. Это трехвыводная интегральная микросхема с аналоговым выходом рассчитана на диапазон температур $-55\dots 150\text{ }^{\circ}\text{C}$. Этот датчик имеет линейную характеристику с крутизной $10\text{ мВ}/^{\circ}\text{C}$, абсолютную погрешность $0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, напряжение питания $4\dots 30\text{ В}$, корпус ТО-92. Оба датчика через экранированные кабели подключаются к устройству управления (рисунок 4.21).

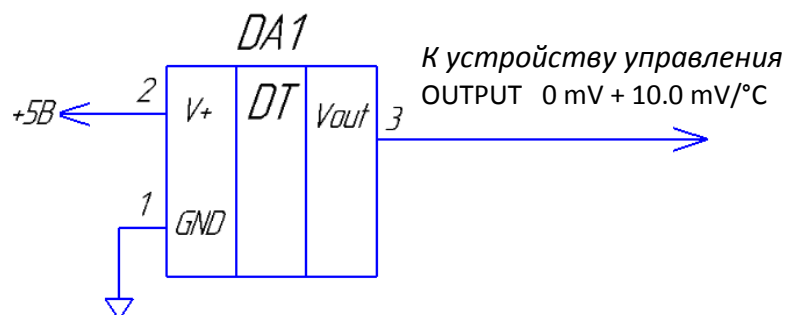


Рисунок 4.21 – Схема включения датчика температуры

Для измерения скорости потока использовался турбинный расходомер YF-S20 (рисунок 4.22), имеющий внутренний диаметр 20 мм, диапазон измеряемого расхода жидкости 1...30 л/мин. Напряжение питания датчика +5 В. Выходной сигнал – частотный (прямоугольные импульсы). Измеряемая далее частота преобразовывалась в скорость потока. Диапазон измеряемых скоростей составлял 0,05...1,5 м/с.

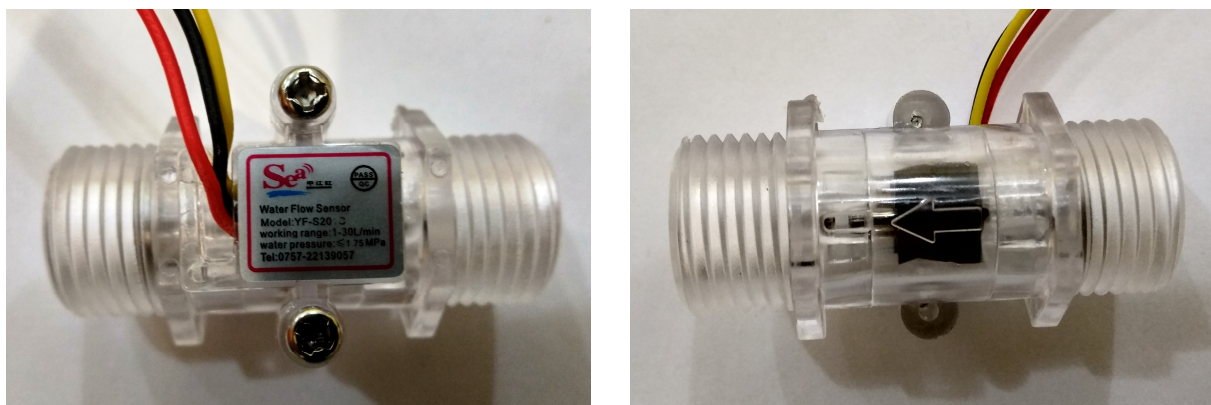


Рисунок 4.22 – Расходомер YF-S20

Для обработки сигналов датчиков и управления оборудованием стенда использовались ноутбук с подключенным измерительным оборудованием компании National Instruments в составе:

- 1) шасси ввода-вывода информации NI-cDAQ9188 [94];
- 2) модуль ввода аналоговых сигналов NI 9201;
- 3) Релейный модуль NI 9481.

Это оборудование поддерживается программным комплексом LabView. Кроме того, в ноутбук через USB-порт вводится видеоинформация с эндоскопа. Обработка видеок кадров также поддерживается LabView.

Шасси NI-cDAQ9188 (рисунок 4.23) имеет Ethernet-интерфейс и предназначено для небольших удаленных или распределенных измерительных систем с датчиками. Это шасси предназначено для управления синхронизацией и передачей данных между модулями ввода-вывода, вставленных в слоты этого шасси. Все модули имеют общее питание, которое подводится от внешнего

блока питания 24 В. Всего шасси имеет 8 слотов для модулей ввода-вывода. Для работы с шасси на компьютере необходим предустановленный драйвер. Шасси подключается к ноутбуку через Ethernet-кабель.

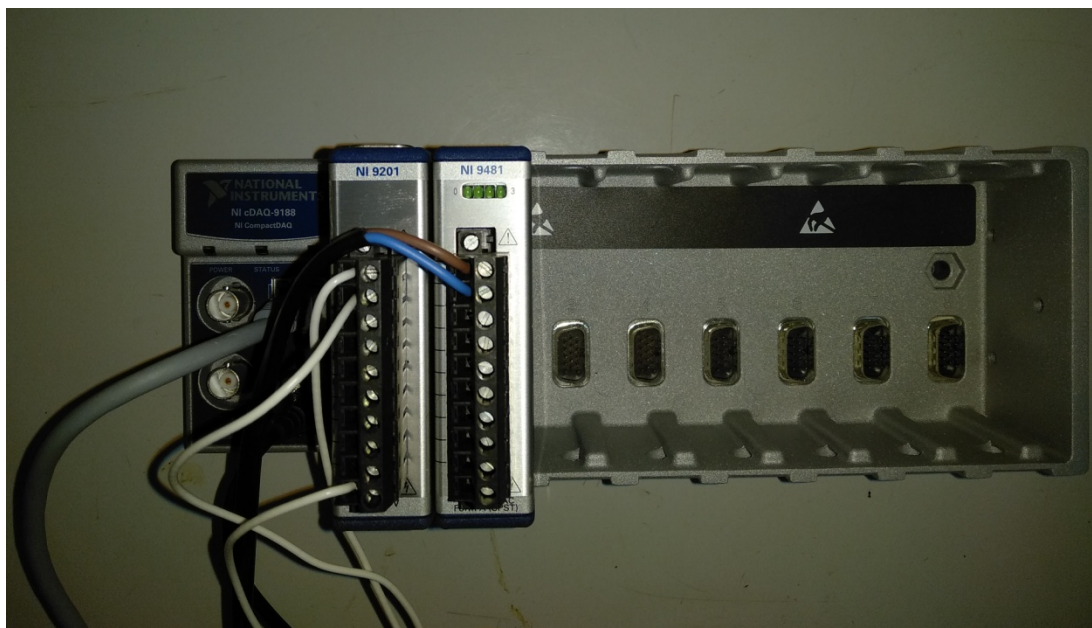


Рисунок 4.23 – Шасси NI-cDAQ9188 с двумя установленными модулями

Для сбора информации с датчиков температуры и расходомера использовался модуль NI 9201. Это 8-канальный, 12-битный модуль аналогового ввода с диапазоном измерения ± 10 В. Он подключается в свободный слот шасси NI-cDAQ9188. Подключения датчиков к модулю NI 9201 показаны на рисунке 4.24.

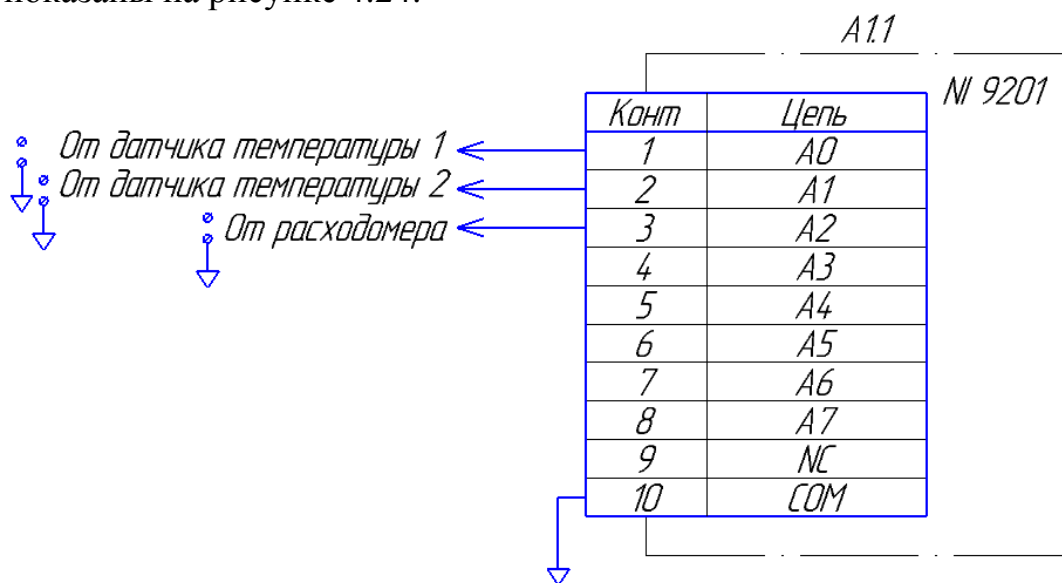


Рисунок 4.24 – Подключение датчиков к модулю NI 9201

Для управления насосом с помощью подачи/отключения питания используется модуль NI 9481. Этот модуль имеет 4 канала релейного выхода для переключения сигналов переменного тока до 250 В, 2А, обеспечивает изоляцию между каналами и имеет световой индикатор для отображения своего состояния. Схема подключения изображена на рисунке 4.25.

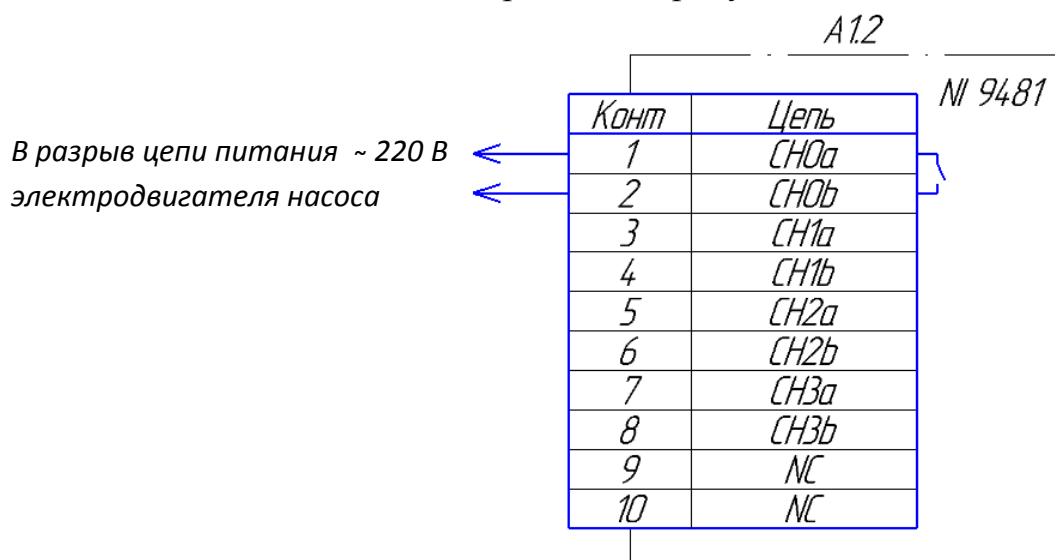


Рисунок 4.25 – Подключение модуля NI 9481

4.3.2 Программное обеспечение стенда

Компьютер (ноутбук) в составе испытательного стенда выполняет следующие функции:

- управление оборудованием;
- получение и представление измерительной информации с датчиков;
- визуальная оценка процесса парафинизации трубы и автоматическое измерение толщины отложений по кадрам, получаемым с эндоскопа;
- вычисления коэффициентов градуировочных зависимостей.

На компьютере предустановлено ПО LabView 2010 производства компании National Instruments, включая вспомогательную программу Vision Assistant.

4.3.2.1 Измерение толщины отложений по видеокадрам с эндоскопа

Для измерения толщины отложений по кадрам с эндоскопа использовано ПО NI VisionAssistant. NI VisionAssistant – это среда разработки прототипов систем, способная генерировать готовые к работе блок-диаграммы LabVIEW. Она предназначена для обработки и анализа цифровых изображений. Изображения торца трубы обрабатывались в последовательности, изображенной на рисунке 4.26.



Рисунок 4.26 – Последовательность операций обработки изображения

Исходя из данной схемы, сначала необходимо загрузить кадр с USB-камеры. Для этого используются функции библиотеки LabView IMAQdx. Видеопоток необходимо преобразовать в картинку для ее обработки, для это нужна функция IMAQcreate, в котором задается размер и тип изображения. Т.к. частая обработка изображения не требуется, необходим сделать вывод

изображения не в режиме реального времени, а с каким-либо периодом, для этого используется цикл *while* с временем паузы. На рисунке 4.27 изображен фрагмент блок-диаграммы LabView, отвечающий за загрузку изображения с USB-камеры.

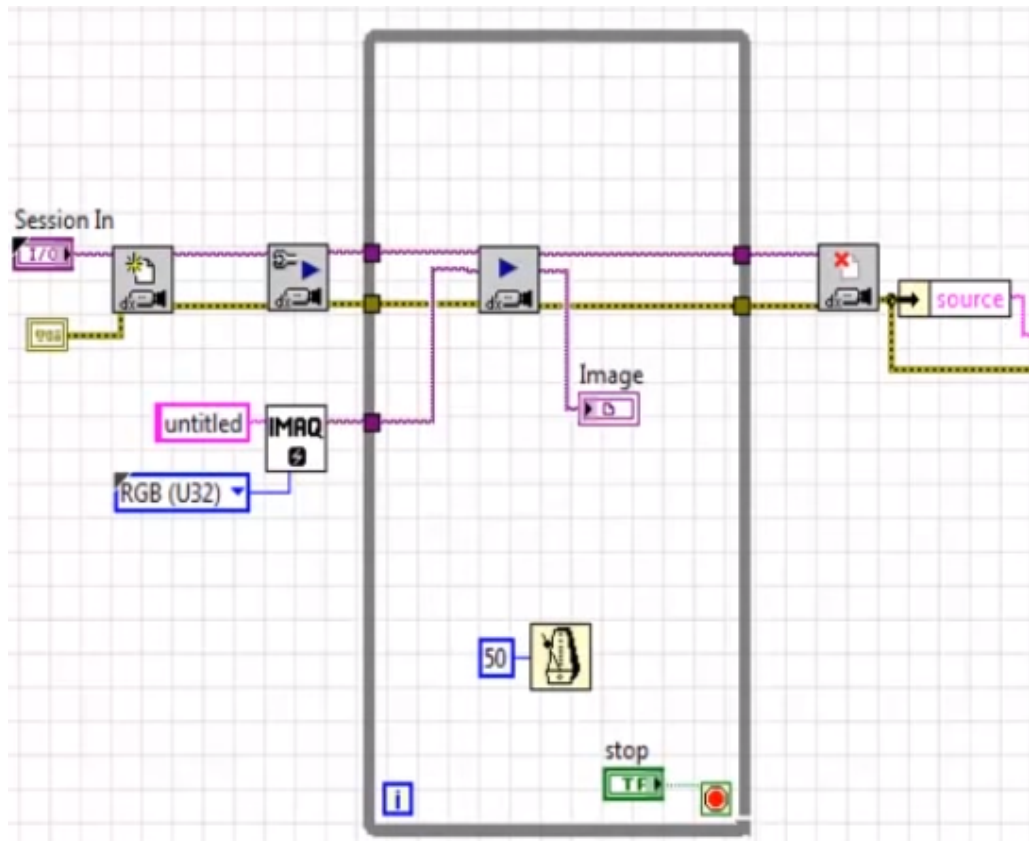


Рисунок 4.27 – Блок-диаграмма загрузки изображения с USB-камеры

На рисунке 4.28 показан один кадр, снятый камерой эндоскопа.



Рисунок 4.28 – Кадр, снятый камерой эндоскопа

Далее, необходимо преобразовать цветное изображение в более простое 8-битное. Для этого применяем порог к трем плоскостям цветного изображения с помощью инструмента *ColorThreshold* из инструментария *Vision Assistant*. Необходимо выделить отверстие, которое имеет черный цвет. В системе RGB этот цвет имеет кодировку R:0; G:0; B:0, но т.к. отверстие не абсолютно черное нужно это значение увеличить. Подобраны оптимальные пределы: R:50; G:30; B:30. На рисунке 4.29 показан кадр в момент подбора порогов RGB, на рисунке 4.30 готовое 8-битное изображение, а на рисунке 4.31 показана блок-диаграмма этого скрипта.



Рисунок 4.29 – Кадр при подборе порогов RGB

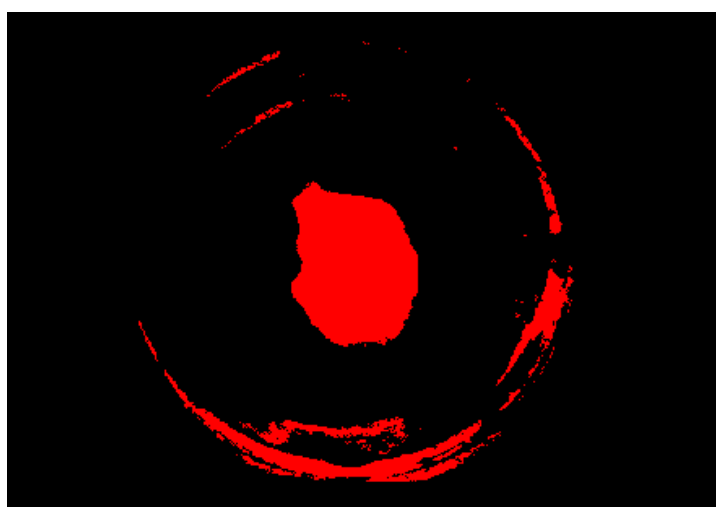


Рисунок 4.30 – 8-битное изображение торца трубы

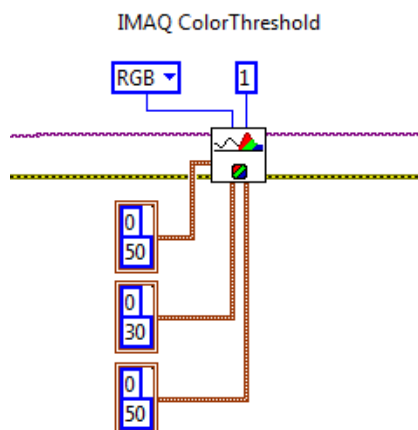


Рисунок 4.31 – Блок-диаграмма преобразования цветного изображения в 8-битное

Далее производилось сглаживание изображения, чтобы заполнить отверстия в частицах, удалить частицы, которые касаются границы изображения, удалить нежелательные мелкие и крупные частицы. Для этого использовался инструмент *Basic Morphology* и функция *Dilate objects*, которая устраняет мелкие отверстия в объектах и расширяет контур объектов на основе структурирующего элемента – двумерного массива, используемого в качестве двоичной маски для определения окрестности пикселя. В нашем случае это массив 3x3 заполненный логическими «1» для сглаживания по всему изображению. Полученное изображение показано на рисунке 4.32. На рисунке 4.33 изображена блок-диаграмма этого скрипта.



Рисунок 4.32 – Сглаженное 8-битное изображение

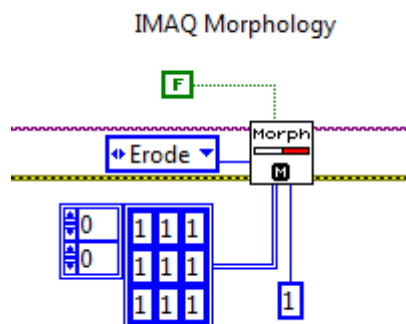


Рисунок 4.33 – Блок-диаграмма сглаживания 8-битного изображения

Далее производилось удаление мелких, ненужных объектов на изображении, чтобы осталось только изображение интересующего отверстия. Для этого использовался инструмент *Advanced Morphology* и функция *Remove small objects*. Эта функция удаляет мелкие объекты. Небольшой объект определяется количеством эрозий (указанных в итерациях), необходимых для удаления объекта. Было подобрано оптимальное число итераций = 40. Полученное изображение показано на рисунке 4.34. На рисунке 4.35 изображена блок-диаграмма этого скрипта.



Рисунок 4.34 – Изображение после удаления мелких фигур

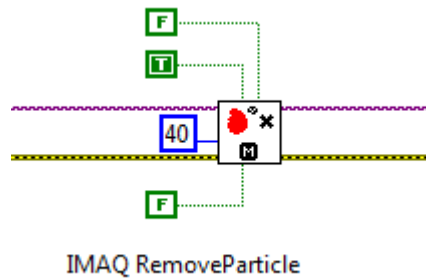


Рисунок 4.35 – Блок-диаграмма удаления мелких фигур

Для вычисления размеров отверстия необходимо улучшить контрастность изображения. Это производится с помощью инструмента *LookupTable* и функции *Equalize*, которая увеличивает динамику интенсивности путем распределения заданного интервала серого [min, max] по всей шкале серого [0, 255]. На рисунке 4.36 изображено отверстие после улучшения контрастности, а на рисунке 4.37 - соответствующая блок-диаграмма.



Рисунок 4.36 – Изображение после улучшения контрастности

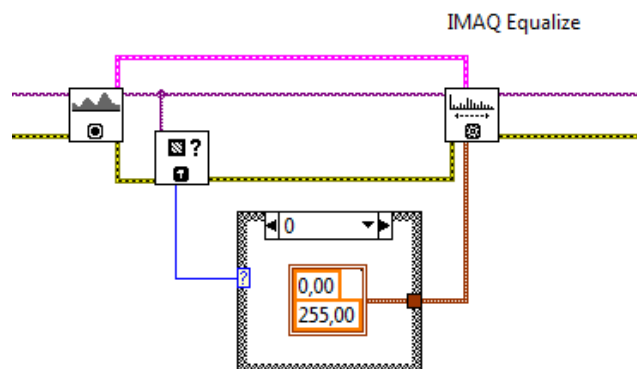


Рисунок 4.37 – Блок-диаграмма улучшения контрастности изображения

После выделения изображения отверстия необходимо вычислить его площадь. Для этого использован инструмент *Particle Analysis*, который выводит ряд параметров объекта в табличной форме (рисунок 4.38), в том числе параметр Area (площадь).

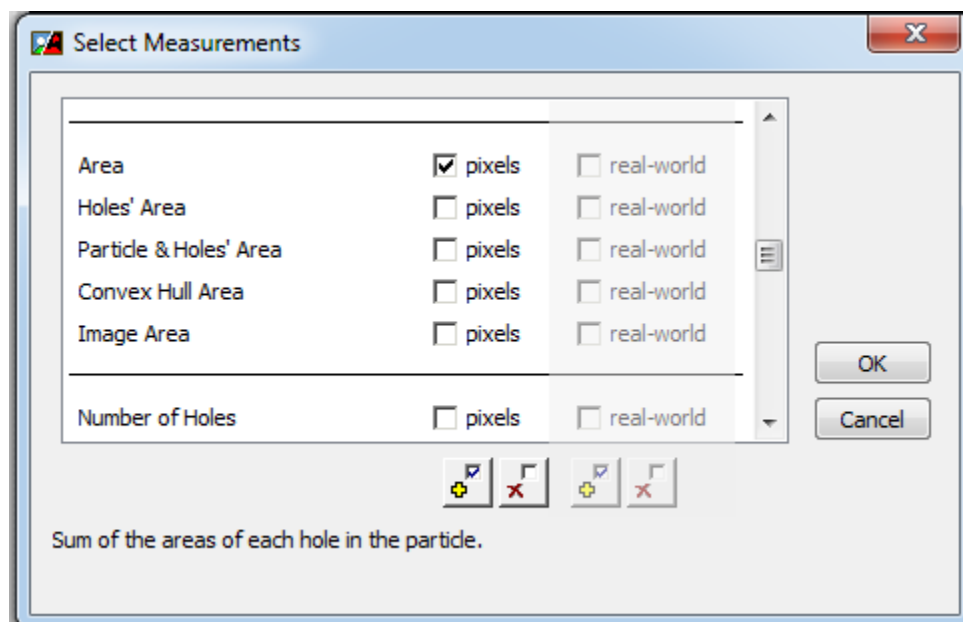


Рисунок 4.38 – Поле выбора параметра площади

Помимо площади на панель результатов выводилось значение условного диаметра отверстия. Условно считается, что отверстие круглое, тогда диаметр рассчитывается по формуле:

$$D = 2 \cdot \sqrt{\frac{S}{\pi}}, \quad (4.1)$$

где D – диаметр отверстия; S – площадь отверстия.

Блок-диаграмма нахождения площади и условного диаметра изображена на рисунке 4.39.

Т.к. отверстие получается обычно не круглое, для достоверной информации нужна оценка высоты и ширины отверстия. Для этого использовался инструмент *Clamp Setup*. Этот инструмент находит ребра вдоль интересующей прямоугольной области, и измеряет расстояние между первым и последним найденными ребрами. Края расположены вдоль нескольких

параллельных линий поиска, нарисованных в прямоугольной области интереса. Края определяются на основе их контрастности и наклона. На рисунке 4.40 показано изображение после обработки скриптом для определения высоты и ширины отверстия.

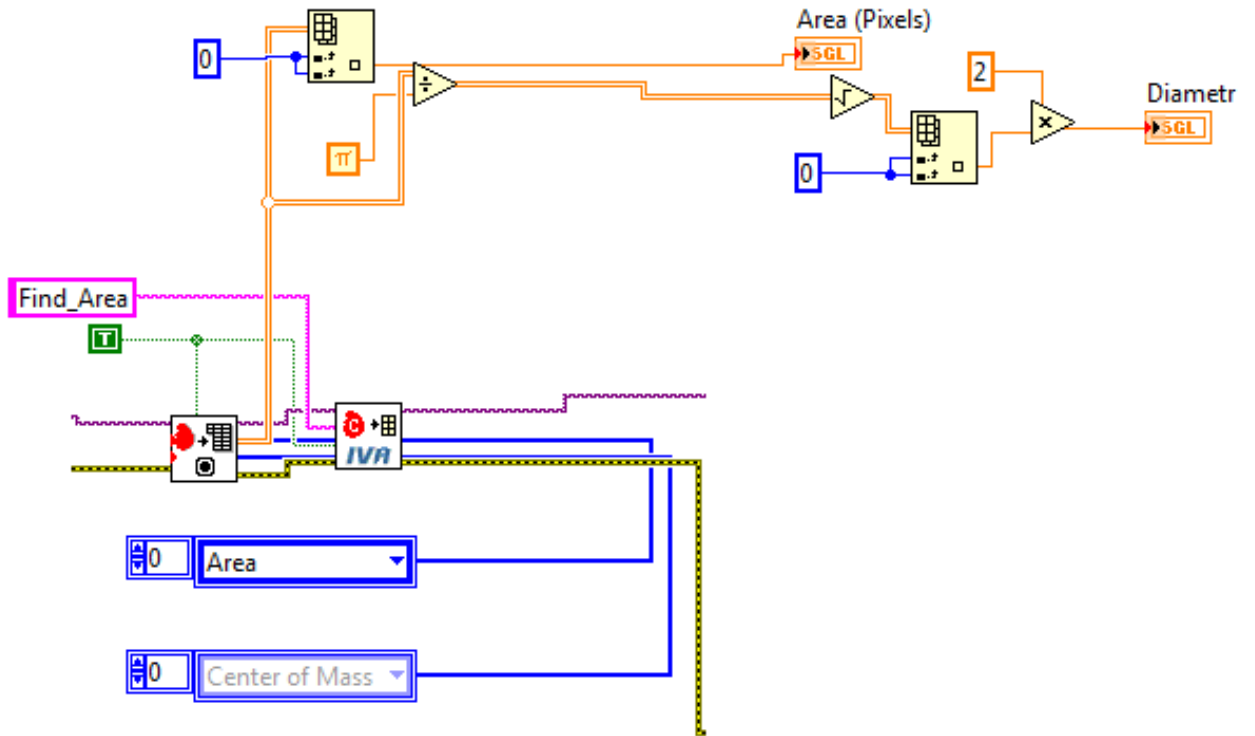


Рисунок 4.39 – Блок-диаграмма измерения площади и диаметра отверстия

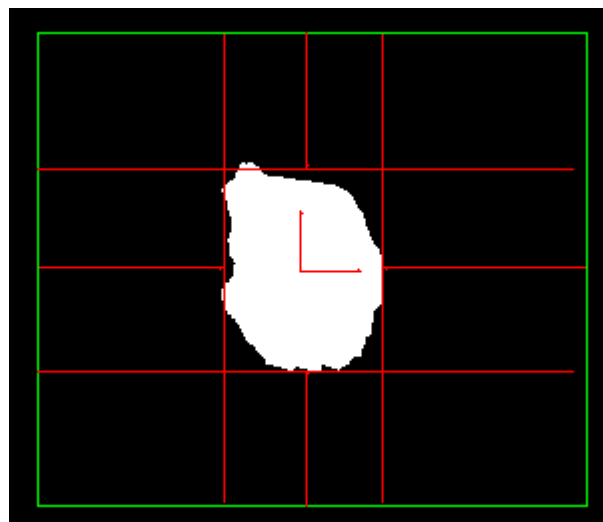


Рисунок 4.40 – Изображение после обработки скриптом для определения высоты и ширины отверстия

Все описанные в данном подразделе параметры измерены в пикселях. Для индикации результатов в миллиметрах необходимо разделить полученные значения на следующие коэффициенты, которые определены для используемого типа камеры:

- 1) 42 – для линейных размеров;
- 2) 1800 – для площадных размеров.

Окончательно интересующий нас осредненный параметр – толщина отложений вычисляется как: $\delta = (D_{mp} - D)/2$, где D_{mp} – внутренний диаметр трубы (20 мм), а D – условный проходной диаметр, определенный по (4.1).

4.3.2.2 Обработка данных и визуализация результатов в LabView

В панели виртуальной установки LabView, управляющей стендом, предусмотрены следующие элементы управления и индикации:

1. Виртуальный тумблер для включения-выключения насоса;
2. Индикаторы показаний двух датчиков температуры и индикатор перепада температур;
3. Индикатор скорости потока по сигналам турбинного расходомера;
4. Группа индикаторов с результатами обработки изображений торца трубы (описано в р. 4.3.2.1): графический индикатор формы проходного участка торца трубы; цифровые индикаторы площади отложений, условного диаметра, высоты и ширины проходного участка, а также средней толщины отложений;
5. Графики временных трендов всех перечисленных параметров.

Блок-диаграмма управления насосом изображена на рисунке 4.41. Использован программный модуль *DAQ Assistant*, в котором выполнены настройки релейного модуля NI 9481 в соответствии с рисунком 4.25. Виртуальный тумблер *Pump ON/OFF* представлен в левом нижнем углу виртуальной панели установки (рисунок 4.44).

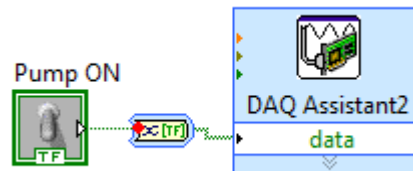


Рисунок 4.41 – Блок-диаграмма управлением насосом

Для обработки сигналов датчиков температуры использованы инструменты *DAQ Assistant* и *Statistics*. *DAQ Assistant* настроен на прием аналоговых сигналов на два входа модуля NI 9201 по рисунку 4.24. Результаты измерения напряжения обрабатываются по простой формуле:

$$T = U_{in} \cdot 0,1, \quad (4.2)$$

где T – температура, °C, а U_{in} – измеренное напряжение, мВ.

Инструмент *Statistics* использован для вычислений среднеарифметических значений температуры за интервалы времени 500 мс. Блок-диаграмма преобразования «напряжение-температура» показана на рисунке 4.42.

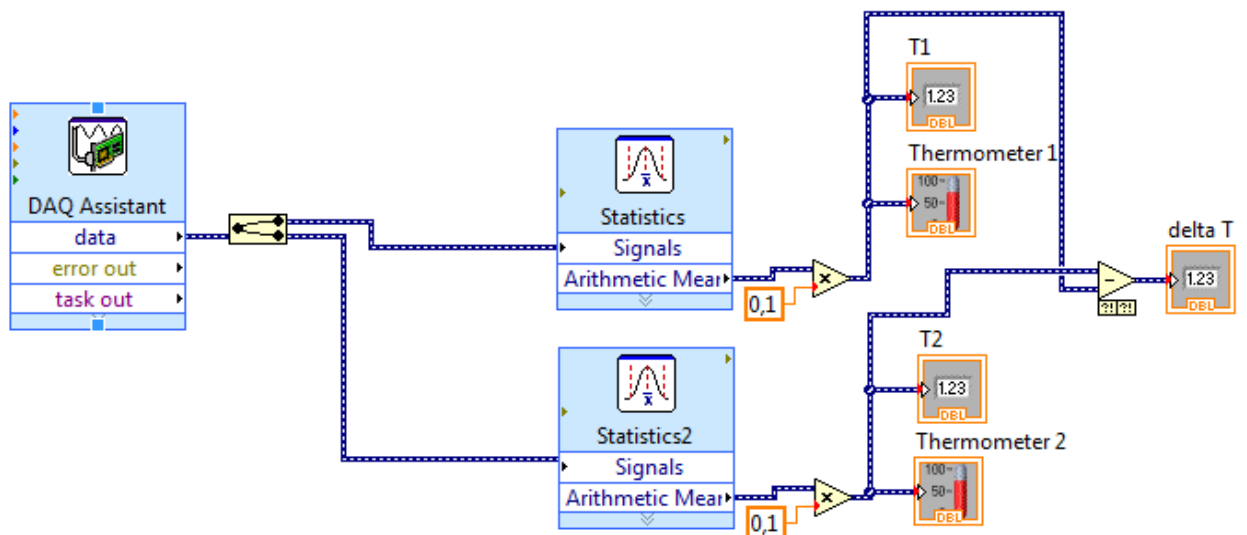


Рисунок 4.42 – Блок-диаграмма преобразования «напряжение - температура»

Аналоговые и цифровые индикаторы *Thermometer1* и *Thermometer2*, а также цифровой индикатор перепада $delta T$ размещены среди других на виртуальной панели установки (рисунок 4.44).

Обработка данных с расходомера происходит согласно блок-диаграмме, показанной на рисунке 4.43. Инструменты *DAQ Assistant* настроен на прием аналогового сигнала с одного входа модуля NI 9201 (вход 3 по рисунку 4.24 подключен к выходу турбинного расходомера). Инструмент *Timing & Transition Measurements* настроен на измерение частоты поступающих импульсов. Далее значение частоты (Гц) умножается на коэффициент 0,035, который для данной модели расходомера определяет связь частоты следования импульсов с линейной скоростью жидкости (м/с). Цифровой индикатор *Flow Rate* представлен среди других на виртуальной панели установки (рисунок 4.44).

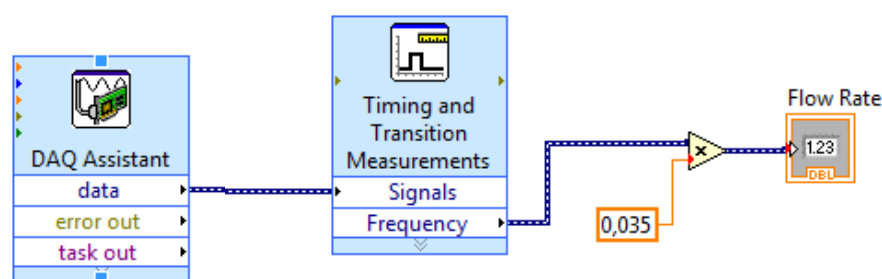


Рисунок 4.43 – Блок-диаграмма преобразования
«частота следования импульсов – скорость потока»

Для визуализации результатов оценки степени парафинизации торца трубы в одном месте на виртуальной панели установки собраны следующие индикаторы (рисунок 4.44):

- графический индикатор формы проходного участка торца трубы;
- цифровой индикатор площади проходного отверстия (Area), мм²;
- цифровой индикатор площади отложений на торце (Area deposit), мм²;
- цифровой индикатор условного диаметра проходного отверстия (Diameter), мм;
- цифровые индикаторы высоты и ширины проходного отверстия (Distance y, Distance x), мм;
- цифровой индикатор осредненной толщины отложений (Thickness), мм.

Для удобства долговременных наблюдений за параметрами процесса на переднюю панель виртуальной установки также был добавлен графический

индикатор для показа временных трендов параметров за заданное время (справа на виртуальной панели, см. рисунок 4.44). Пользователь может выбирать из списка нужный параметр и интервал взятия отсчетов.

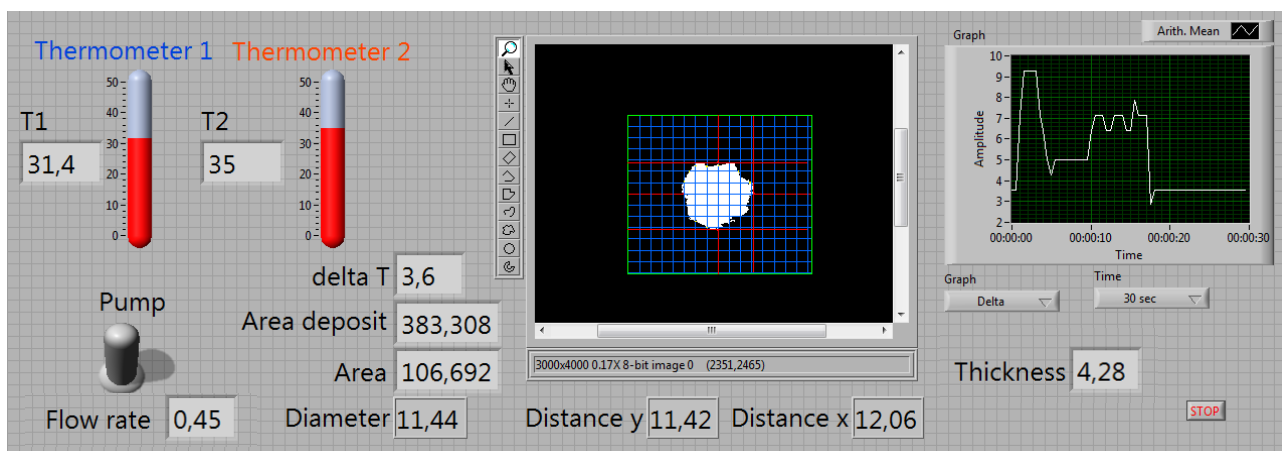


Рисунок 4.44 – Передняя панель виртуальной установки

Для полноты обзора пользователь может включить дополнительно окно видеопотока с эндоскопа (рисунок 4.45). Это окно программы, которая входит в комплект поставки эндоскопа Espada Endsc2i1c.

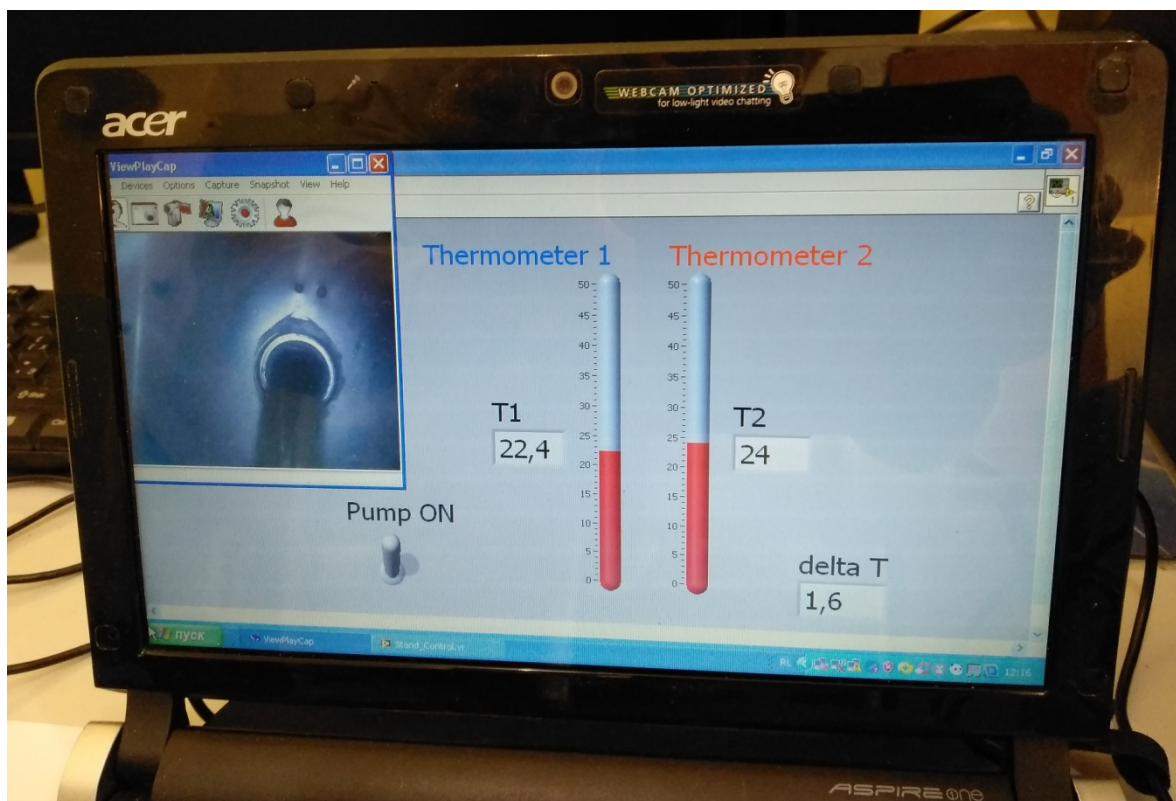


Рисунок 4.45 – Дополнительное окно – видеопоток с эндоскопа (окно слева)

4.3.3 Использование стенда для выделения твердого парафина из образцовой жидкости

В этом режиме стенд используется для быстрого накопления твердого парафина на участке трубы, выходящей в резервуар, для последующего его извлечения и использования в качестве образцового материала для нанесения с калиброванной толщиной на внутреннюю поверхность измерительного преобразователя.

При испытании стенда в этом режиме в качестве образцовой жидкости использовалось 5 л дизельного топлива с растворенным в нем парафином с концентрацией 12% (об.).

На рисунке 4.46 показаны последовательные стадии накопления парафина на конце трубы, снятые камерой эндоскопа в резервуаре. Средняя температура потока жидкости составляла 21 °С, средний перепад температур составлял 8 °С. Процесс длился 6 ч. При этом было выделено порядка 250 мл парафина, что достаточно для заливки преобразователя при его калибровке.

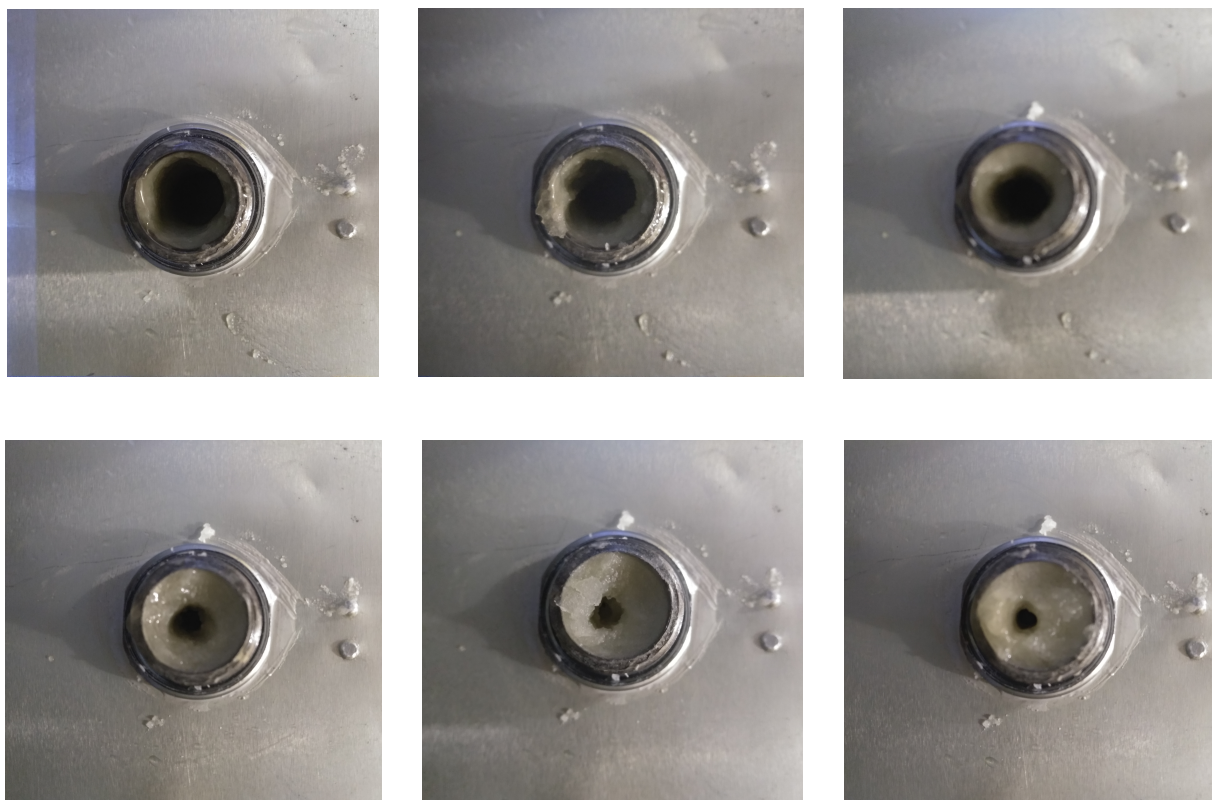


Рисунок 4.46 – Последовательные стадии накопления твердого парафина

4.4 Методика градуировки измерительного преобразователя

Градуировка измерительного преобразователя состоит в определении аппроксимационной зависимости вида $\delta = f(P_{изм})$, где δ – толщина парафиновых отложений, а $P_{изм}$ – измеряемый параметр теплового процесса. Такими измеряемыми параметрами могут быть, например, ΔT_{max} – максимальная относительная температура нагревания, соответствующая моменту достижения теплового баланса, или $\Delta T_{ост.50}$ – относительная температура фазы остывания через 50 с после отключения нагревателя (см. гл.3). Зависимости эти в основном линейны, и только при малых толщинах парафина (менее 1 мм) эта линейность нарушается.

Для проведения градуировки необходимо последовательно проводить измерения на преобразователе с различными калиброванными значениями толщины отложений, причем субстанция отложений должна соответствовать объекту измерений, т.е. выделена из образцовой нефти, взятой с объекта измерений.

Для получения слоев парафина калиброванной толщины на внутренней стенке преобразователя разработана следующая технология, описанная ниже как конкретный пример для преобразователя с внутренним диаметром 26 мм.

Подготавливаются 3 металлические трубки с диаметрами 24, 20 и 14 мм.

Преобразователь устанавливается вертикально, перед этим в него вставляют трубку диаметром 24 мм, центрируют ее – внизу с помощью специальных шайб, а сверху с помощью трех узких пластиковых вставок (рисунок 4.47). Внизу преобразователь герметично заглушен. Подогревают корпус преобразователя с помощью нагревателя до температуры порядка 60 °С. Затем заливают через верхние зазоры расплавленный парафин. Дают парафину застыть. Затем, слегка подогревая вставленную трубку, извлекают ее. Убирают нижнюю заглушку. Полученный слой парафина на внутренней стенке преобразователя имеет толщину 1 мм. Далее врезают преобразователь в контур испытательного стенда и проводят на нем градуировочные операции.

Описанную последовательность операций повторяют затем с трубками 20 и 14 мм, формируя слои толщиной соответственно 3 и 6 мм.



Рисунок 4.47 – Приспособление для заливки парафина в преобразователь

Примеры готовых парафиновых слоев калиброванной толщины показаны на рисунке 4.48.



Рисунок 4.48 – Примеры сформированных слоев парафина калиброванной толщины

Собственно градуировочные операции заключаются в следующем.

1. Подготовленный преобразователь с калиброванной толщиной отложений 1 мм врезают в контур испытательного стенда. Заливают в резервуар 4-5 л образцовой жидкости.

2. Включают насос. С помощью ручного регулятора оборотов насоса устанавливают скорость движения жидкости $v=1$ м/с. Ожидают 10-15 мин установления термодинамического равновесия трубопровода с окружающим воздухом. Температура воздуха должна составлять 15-25 °С.

3. Включают нагреватель преобразователя и начинают регистрировать показания температуры датчика преобразователя через каждые 10 с. Особо записывают начальную температуру T_0 . Если за 50 с температура не повышается более, чем на 0,1 °С, фиксируют достигнутую температуру T_{max} , записывают относительную температуру $\Delta T_{max}=T_{max} - T_0$ и отключают нагреватель.

4. Через 50 с после отключения нагревателя регистрируют температуру датчика преобразователя $T_{ост.50}$, записывают соответствующую относительную

температуру $\Delta T_{осм.50} = T_{осм.50} - T_0$ и продолжают регистрировать температуру, пока она не опустится до исходной T_0 .

5. Делают еще 2 опыта по п.3-4. Результат всех трех опытов записывают в первые три колонки (3 измерения для ΔT_{max} и $T_{осм.50}$) соответствующих строк таблиц 4.1 и 4.2. Рассчитывают среднеарифметические значения $\Delta T_{max,ср.}$ и $T_{осм.50,ср.}$, среднеквадратические отклонения $\sigma(\Delta T_{max,ср.})$ и $\sigma(T_{осм.50,ср.})$ и вносят их в соответствующие клетки таблиц 4.1 и 4.2.

5. Повторяют операции по п.2-4 для скоростей потока 0,8, 0,6, 0,4, 0,2 м/с. В итоге полностью заполняют таблицы 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 – Градуировочные данные по максимальной относительной температуре фазы нагревания ΔT_{max}

$\Delta T_{max}, ^\circ\text{C}$					Скорость потока v , м/с	Толщина парафина δ , мм
Опыт 1	Опыт 2	Опыт 3	$\Delta T_{max,ср.}$	$\sigma(\Delta T_{max,ср.})$		
7,91	8,18	7,72	7,937	0,231	1,0	1
7,86	7,85	8,22	7,977	0,211	0,8	1
7,84	7,98	8,20	8,006	0,181	0,6	1
8,40	8,66	8,68	8,580	0,156	0,4	1
9,72	9,95	10,12	9,930	0,201	0,2	1
10,50	11,04	10,75	10,763	0,270	1,0	3
11,45	11,96	11,92	11,777	0,284	0,8	3
12,49	12,88	12,67	12,680	0,195	0,6	3
14,22	14,45	14,58	14,417	0,182	0,4	3
20,76	21,05	21,34	21,050	0,290	0,2	3
13,52	13,78	13,92	13,740	0,203	1,0	6
16,45	16,74	16,20	16,463	0,270	0,8	6
18,42	18,80	18,66	18,627	0,192	0,6	6
22,86	23,02	23,24	23,040	0,191	0,4	6
36,66	37,02	37,42	37,033	0,380	0,2	6

Таблица 4.2 – Градуировочные данные по относительной температуре фазы остывания на 50-й секунде $T_{ост.50}$

$T_{ост.50}, ^\circ\text{C}$					Скорость потока v , м/с	Толщина парафина δ , мм
Опыт 1	Опыт 2	Опыт 3	$T_{ост.50,ср.}$	$\sigma(\Delta T_{max,ср.})$		
5,92	6,18	6,46	6,187	0,270	1,0	1
6,32	6,42	6,55	6,430	0,115	0,8	1
7,25	7,02	6,86	7,043	0,196	0,6	1
7,22	7,32	7,45	7,330	0,115	0,4	1
7,95	8,14	7,82	7,970	0,161	0,2	1
8,26	8,12	8,47	8,283	0,176	1,0	3
9,35	9,28	9,04	9,223	0,163	0,8	3
10,16	10,45	10,56	10,390	0,207	0,6	3
11,35	11,56	11,85	11,587	0,251	0,4	3
16,72	16,95	17,24	16,970	0,261	0,2	3
10,88	10,96	11,46	11,100	0,314	1,0	6
13,32	13,35	13,75	13,473	0,240	0,8	6
15,82	15,54	16,06	15,807	0,260	0,6	6
18,15	18,52	18,88	18,517	0,365	0,4	6
30,64	30,96	31,42	31,006	0,392	0,2	6

6. Табличные значения $\Delta T_{max,ср.}$, $\Delta T_{ост.50,ср.}$, v и δ используют для построения методом наименьших квадратов регрессионной зависимости вида:

$$\delta = a_1 + b_1 \cdot \Delta T_{max} \cdot v^2 + c_1 \cdot \Delta T_{max} \cdot v + p_1 \cdot v^2 + q_1 \cdot v, \quad (4.3)$$

$$\delta = a_2 + b_2 \cdot \Delta T_{ост.50} \cdot v^2 + c_1 \cdot \Delta T_{ост.50} \cdot v + p_2 \cdot v^2 + q_2 \cdot v, \quad (4.4)$$

где $a_1, b_1, c_1, p_1, q_1, a_2, b_2, c_2, p_2, q_2$ - коэффициенты регрессии, которые могут быть автоматически вычислены, например, с помощью функции *NonlinearFit* пакета *Statistics* программной среды MAPLE [95]. Коэффициенты вычисляют с точностью до третьего знака после запятой.

7. Коэффициенты $a_1, b_1, c_1, p_1, q_1, a_2, b_2, c_2, p_2, q_2$ записывают в память

микроконтроллера системы автоматического контроля (поз.7 по рисунку 2.5).

Приведенная методика градуировки преобразователя является примерной и рассчитана на определенное сечение трубы (наружный диаметр 32 мм) и мощность нагревателя (15 Вт). Для других диаметров труб общий подход и последовательность проведения градуировочных операций сохраняется.

Пояснения к п.5 и 6 Методики градуировки.

Таблицы 4.1 и 4.2 заполнены данными, собранными автором на рабочем макете преобразователя, которые далее обсуждаются в р.4.5.

Предложенный вид зависимостей (4.3) и (4.4) не случаен. Предварительный анализ характера градуировочных данных показал, что они практически линейны в диапазоне изменения $\delta = 1..6$ (рисунок 4.49).

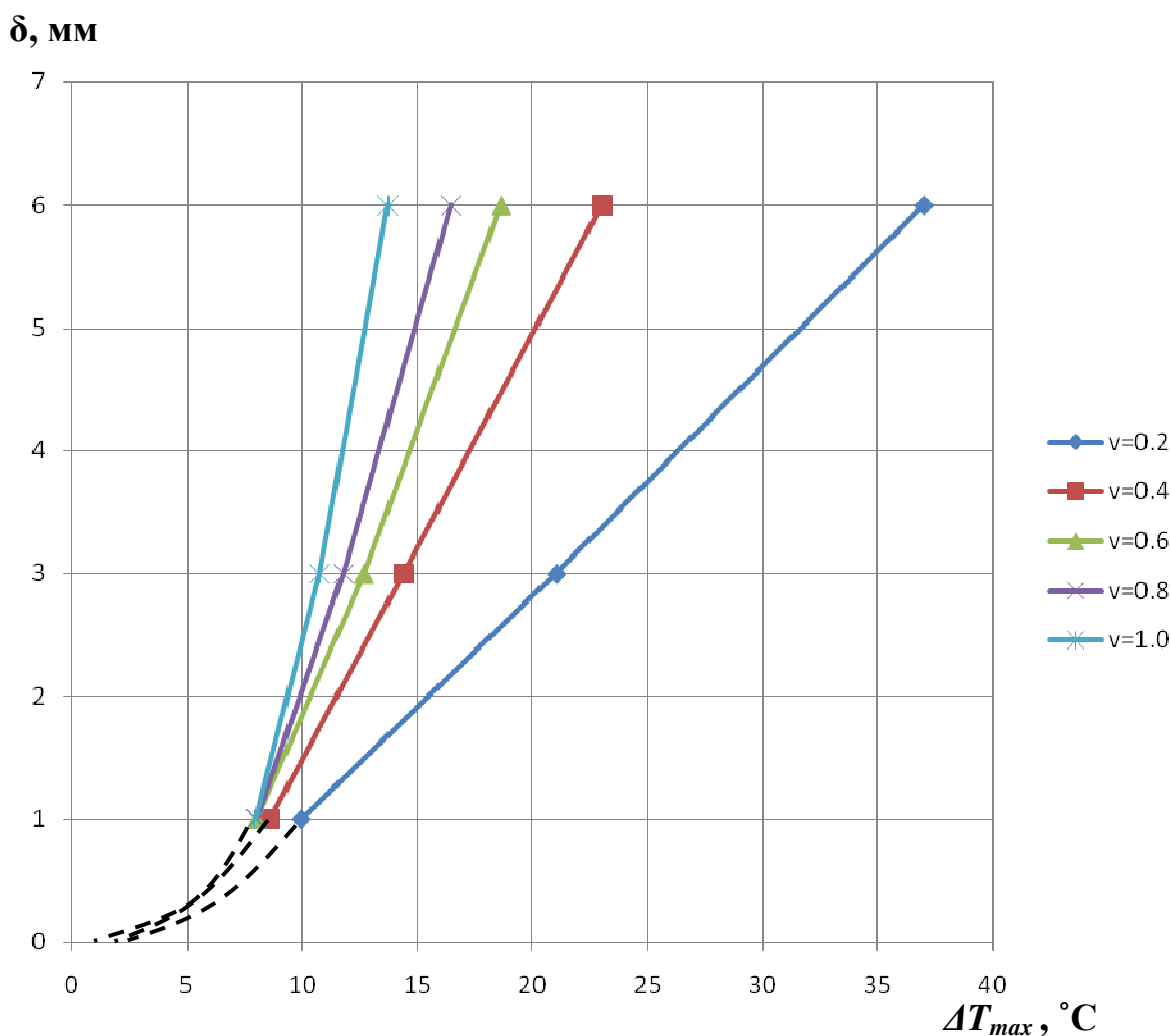


Рисунок 4.49 – Вид градуировочных зависимостей $\delta = f(\Delta T_{max})$ для различных значений ν

При $\delta < 1$ мм линейность зависимостей нарушается. Кроме того, при $\delta = 0.1$ мм наблюдаются большие случайные погрешности измерения, что делает измерения в этом диапазоне недостоверными. Поэтому градуировка проводится только в диапазоне $\delta = 1..6$ мм.

Вид регрессионных зависимостей (4.3), (4.4) выбран из следующих заключений. По графикам рисунка 4.49 видно, что для каждого значения скорости потока ν зависимости δ от ΔT_{max} очень близки к линейным. Поэтому в регрессионной модели можно ограничиться только линейными составляющими от ΔT_{max} . Зависимость δ от ν более сложная и линейной зависимостью ограничиваться нельзя, к тому же очевиден эффект влияния ν на расположение графиков и на их крутизну. Поэтому в модель введены члены, зависящие от ν (в виде квадратичных и линейных составляющих), причем как в виде отдельных составляющих, так и эффектов взаимодействия с ΔT_{max} . В итоге получены зависимости по (4.3), (4.4).

Зависимости $\delta = f(\Delta T_{ocm.50}, \nu)$ аналогичны, поэтому градуировочные кривые описываются похожими регрессионными уравнениями.

4.5 Результаты экспериментов

4.5.1 Эксперимент по измерению параметров теплового процесса при условии малой скорости потока жидкости

При условии, если скорость потока жидкости $\nu=0$, процесс установления теплового баланса становится очень длительным. В опытах на экспериментальном макете преобразователя температура потока составляла 10-12°C, а температура окружающей среды 20-25°C. При этом для малых скоростей потока длительность установления теплового баланса достигала нескольких десятков минут и даже нескольких часов. При этом воспроизводимость результатов измерения параметров была неудовлетворительной. Кроме того, при малых скоростях потока, близких к нулю, возникает опасность прогрева парафинового слоя до критических

значений порядка 50°C , когда возникает опасность его расплавления и вымывания. Для измерений такие условия неприемлемы.

Приемлемые значения длительности установления теплового баланса получались при скорости потока $v=0,2$ м/с и более.

Результаты измерения температуры в месте установки термодатчика при различных значениях толщины парафина δ и $v = 0$ показаны на графиках рисунка 4.50.

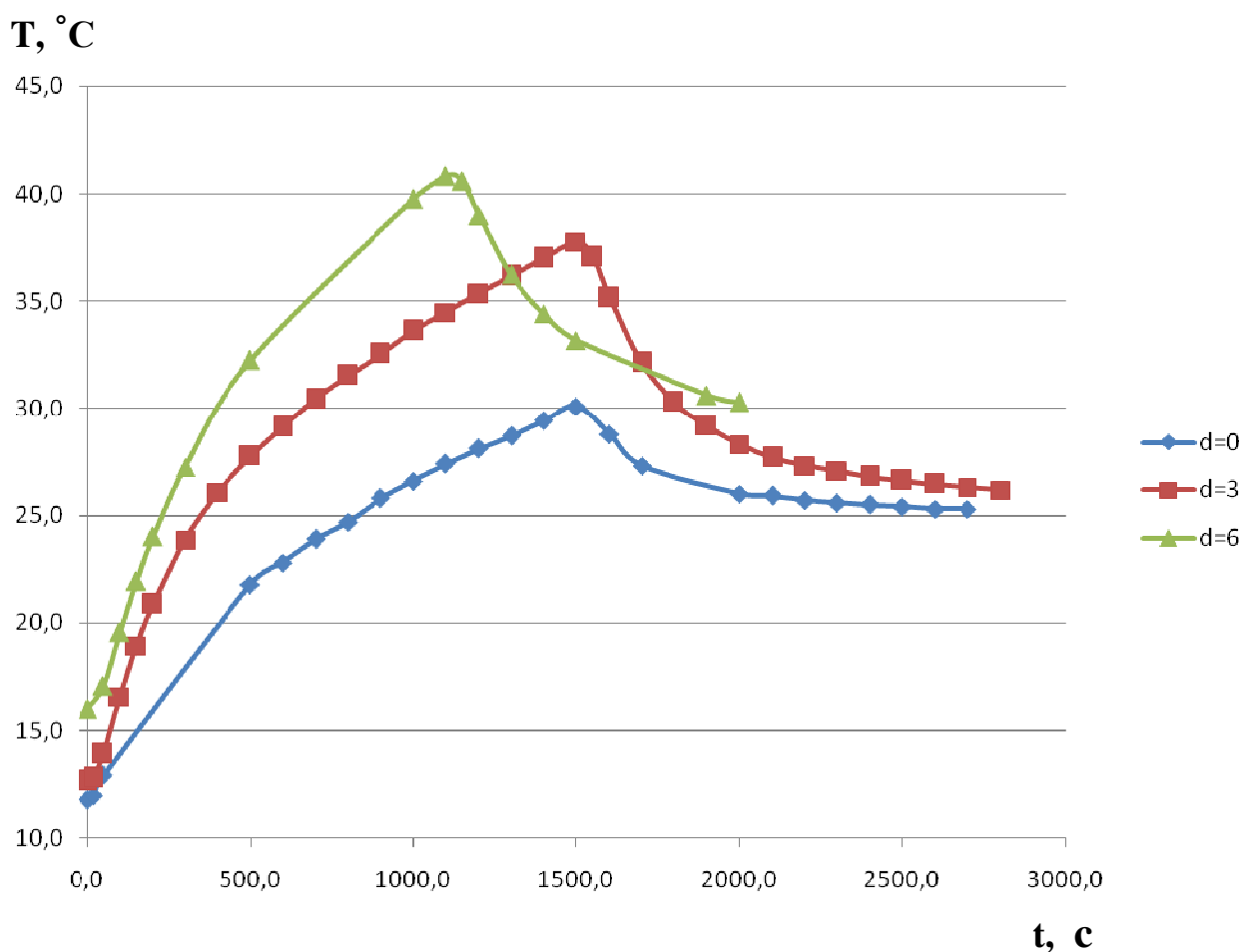


Рисунок 4.50 – Ход теплового процесса при скорости потока жидкости $v = 0$

На всех трех графиках верхняя пиковая точка соответствует моменту отключения нагревателя. Нагреватели отключали, т.к. дальнейший ход процесса не имеет тенденции к насыщению и стабилизации. Кроме того, была опасность перегрева парафина. Фаза остывания также выглядит проблемной, т.к. температура очень медленно возвращается к исходной.

4.5.2 Результаты градуировочных экспериментов

В ходе градуировочных измерений значения ΔT_{max} и $\Delta T_{ост.50}$ определялись из временных зависимостей температуры для различных значений δ и ν . Примеры этих зависимостей приведены на рисунках 4.51 - 4.56.

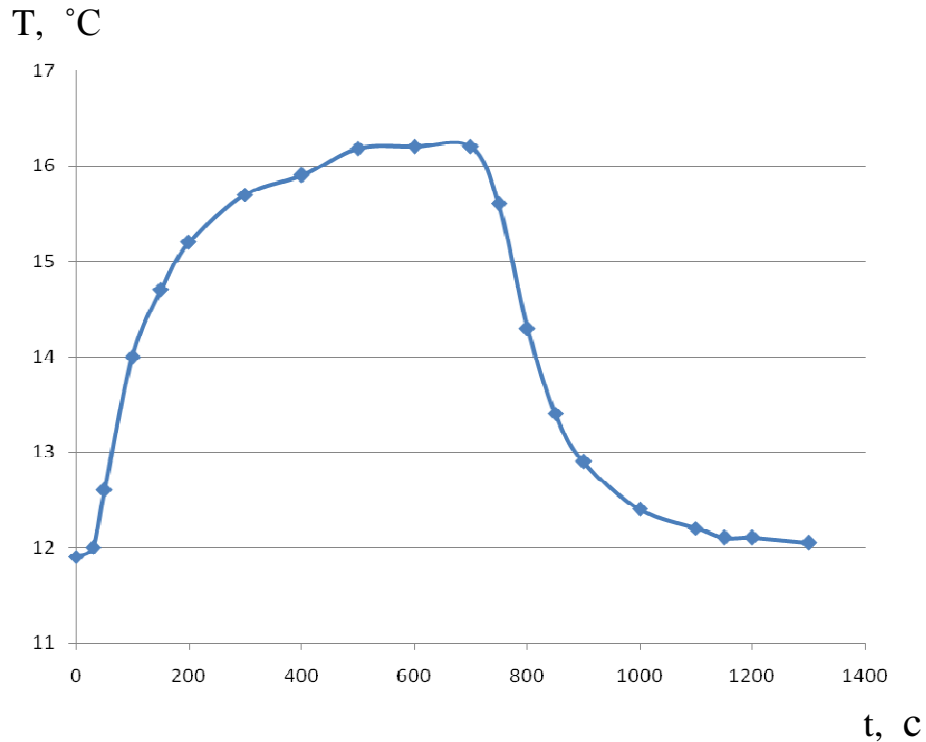


Рисунок 4.51 – Изменения температуры при $\delta=0$, $\nu = 0,2$ м/с

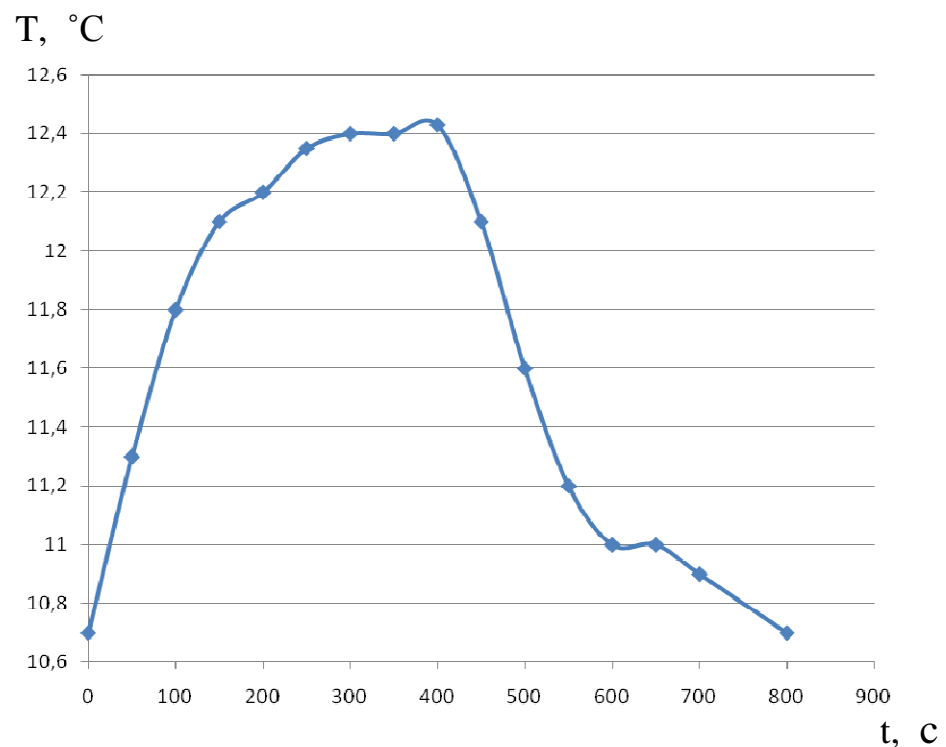


Рисунок 4.52 – Изменения температуры при $\delta=0$, $\nu = 1$ м/с

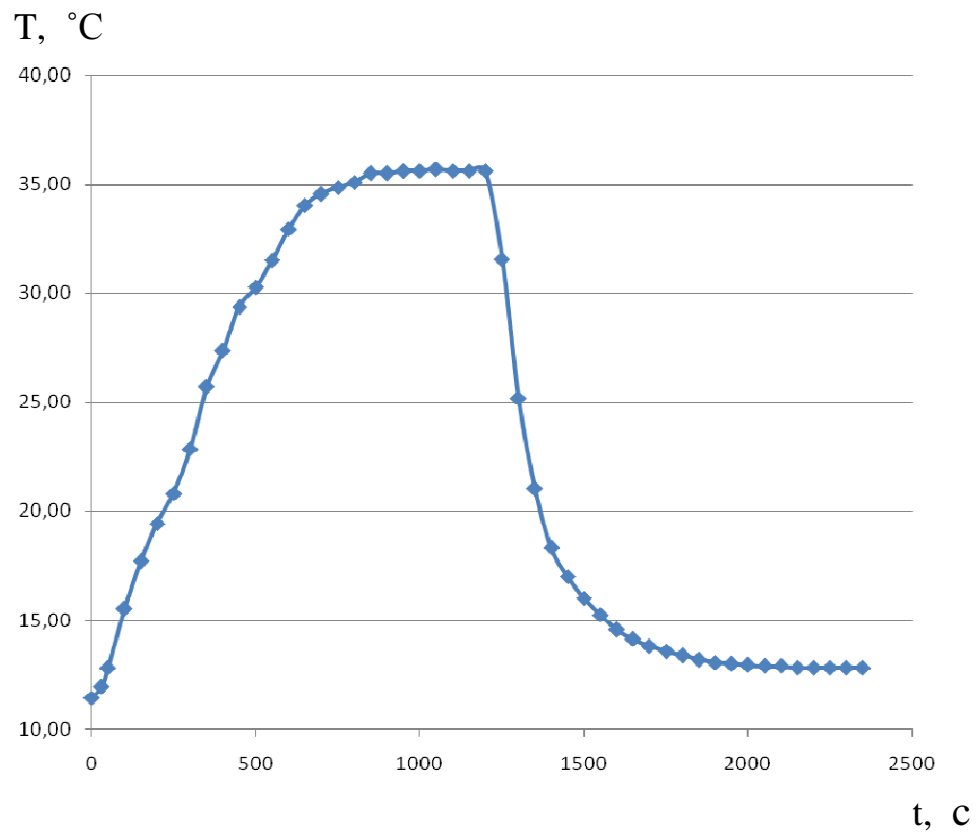


Рисунок 4.53 – Изменения температуры при $\delta=3 \text{ мм}$, $\nu = 0,2 \text{ м/с}$

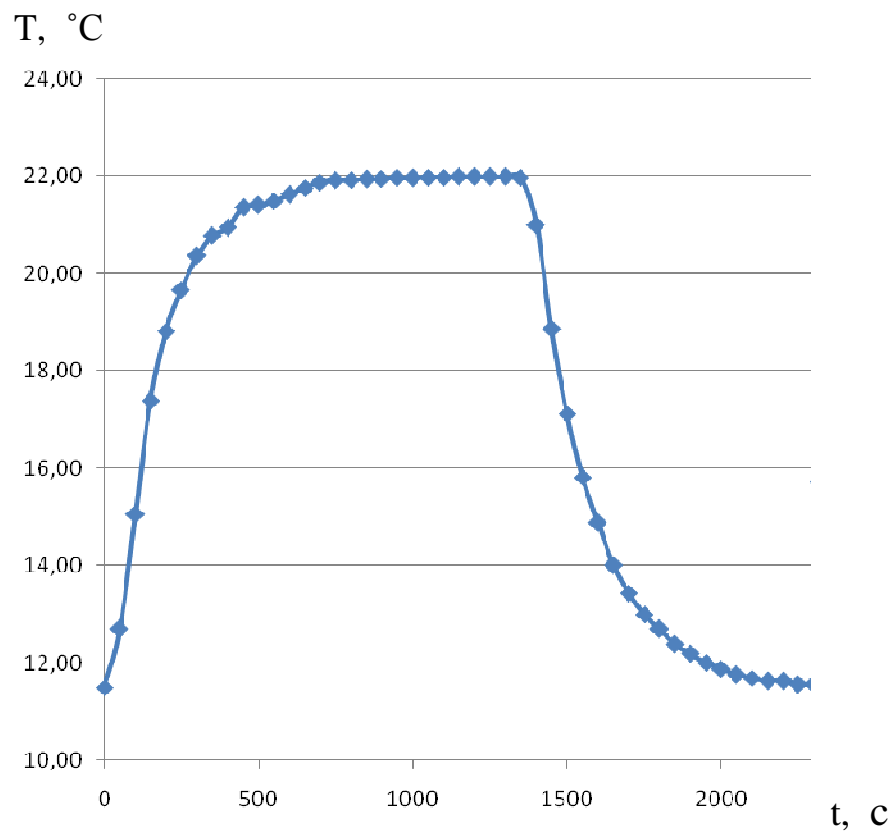


Рисунок 4.54 – Изменения температуры при $\delta=3 \text{ мм}$, $\nu = 1 \text{ м/с}$

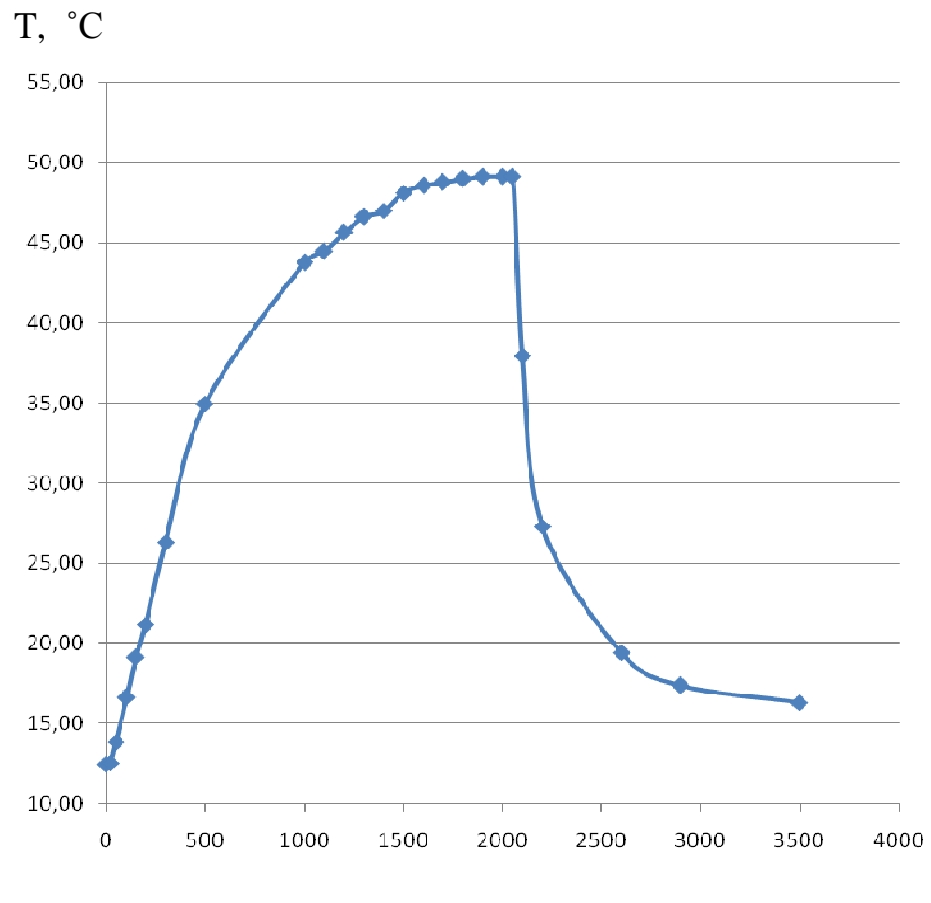


Рисунок 4.55 – Изменения температуры при $\delta=6$ мм, $\nu = 0,2$ м/с

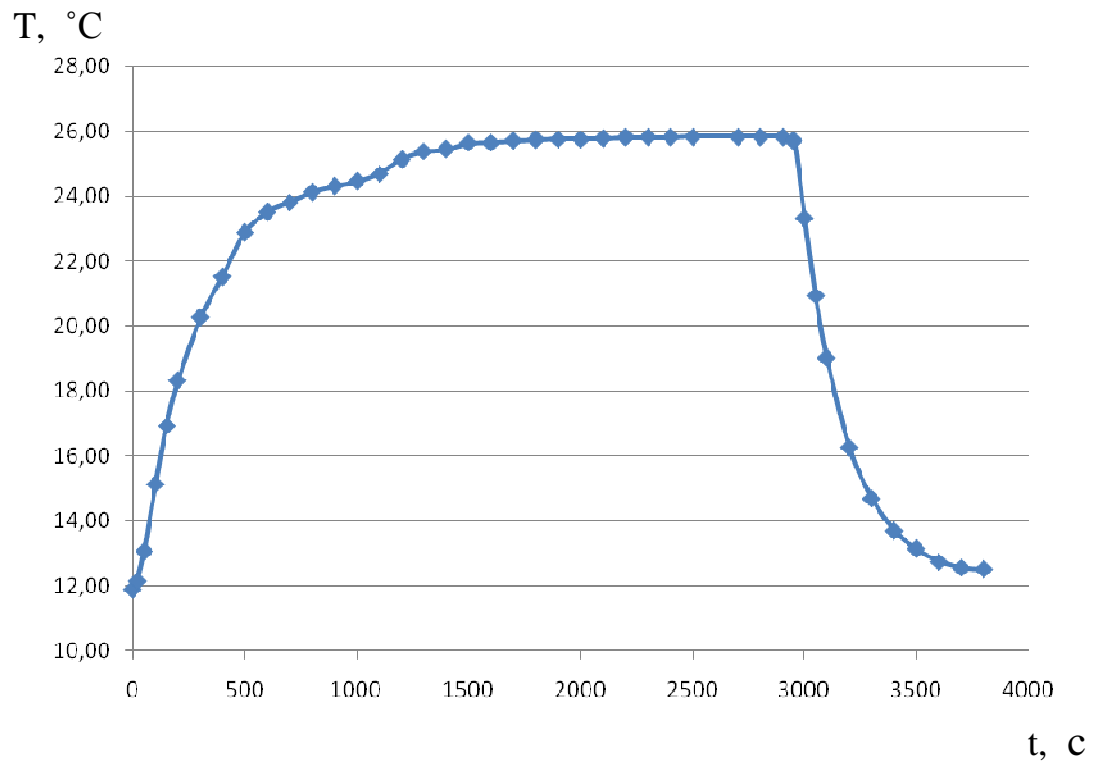


Рисунок 4.56 – Изменения температуры при $\delta=6$ мм, $\nu = 1$ м/с

Результаты градуировочных измерений, выполненных по методике, изложенной в р.4.4, представлены в таблицах 4.1 и 4.2.

Цель градуировки – это определение коэффициентов регрессионных уравнений (4.3) - (4.4).

Результаты из таблиц 4.1 и 4.2 с учетом вида уравнений (4.3)-(4.4) были обработаны процедурой *NonlinearFit* пакета *Statistics* в программной среде MAPLE 2019.2.

В результате получены следующие регрессионные уравнения:

1) для ΔT_{max} :

$$\delta_1 = 0,966 - 0,136 \cdot \Delta T_{max} \cdot v^2 + 0,908 \cdot \Delta T_{max} \cdot v + 2,265 \cdot v^2 - 8,316 \cdot v. \quad (4.5)$$

С помощью процедуры *NonlinearFit* получены также значения невязок модели по 15 точкам и значение среднеквадратического отклонения по невязкам, которое составило $\sigma_1 = 0,244$.

2) для $\Delta T_{ocm.50}$:

$$\delta_2 = 1,194 - 0,187 \cdot \Delta T_{ocm.50} \cdot v^2 + 1,110 \cdot \Delta T_{ocm.50} \cdot v + 3,855 \cdot v^2 - 9,638 \cdot v. \quad (4.6)$$

С помощью процедуры *NonlinearFit* получены также значения невязок модели по 15 точкам и значение среднеквадратического отклонения по невязкам, которое составило $\sigma_1 = 0,232$.

4.5.3 Экспериментальная оценка погрешности системы

После выполнения градуировки оценивалась общая основная погрешность системы (при отсутствии резких перепадов температуры внешней среды). Градуировочные уравнения были внесены в компьютер с ПО LabView, который выполнял функции контроллера (по рисунку 2.5).

Измерения выполнялись с преобразователем, имеющем в котором формировались те же калиброванные значения толщин парафина, что и при градуировке: 1, 3 и 6 мм. На стенде задавались различные значения скоростей потока, в том числе такие, которые не использовались при градуировке.

Момент записи показаний термодатчика в фазе нагревания и отключения

нагревателя определялся вручную по критерию стабилизации значений температуры. Момент записи показаний термодатчика в фазе остывания определялся автоматически (через 50 с после отключения нагревателя).

Вычислялись значения толщины отложений по формулам (4.5) – (4.6). Измеренные значения толщины парафина δ_1 и δ_2 можно считать независимыми, т.к. они получены в разных фазах теплового процесса (при нагревании и остывании). Среднеквадратичные значения случайных ошибок измерения у них примерно одинаковы, поэтому два результата можно объединить в один с помощью простой формулы : $\delta = (\delta_1 + \delta_2)/2$. При этом случайная ошибка определения δ теоретически должна сократиться в $\approx 1,4$ раза. Результаты помещены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Вычисленные значения толщины отложений δ при заданных калибровочных значениях δ_k и скорости потока v

$v, \text{ м/с}$ $\delta_k, \text{ мм}$	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
1	0,92	1,12	0,85	1,28	0,96	0,88	0,98	0,88	0,98
	1,07	1,25	0,98	1,24	1,12	0,96	1,18	0,96	0,91
	1,32	0,86	1,26	1,08	1,17	0,95	1,25	0,95	0,87
	$\sigma=0,195$	$\sigma=0,179$	$\sigma=0,174$	$\sigma=0,218$	$\sigma=0,122$	$\sigma=0,078$	$\sigma=0,178$	$\sigma=0,078$	$\sigma=0,092$
3	3,25	2,87	3,34	3,24	2,88	3,08	3,17	3,05	3,14
	3,21	3,23	3,24	3,13	3,15	3,16	3,15	3,09	3,02
	3,35	3,11	3,03	3,04	3,06	3,18	2,96	3,13	3,04
	$\sigma=0,276$	$\sigma=0,165$	$\sigma=0,241$	$\sigma=0,159$	$\sigma=0,116$	$\sigma=0,146$	$\sigma=0,132$	$\sigma=0,095$	$\sigma=0,085$
6	6,12	5,77	6,13	5,92	6,05	5,89	6,19	6,12	6,03
	5,86	5,87	5,87	5,88	6,13	6,04	6,34	6,25	6,19
	6,42	6,23	6,23	6,24	6,19	5,77	6,25	6,16	6,08
	$\sigma=0,265$	$\sigma=0,202$	$\sigma=0,170$	$\sigma=0,162$	$\sigma=0,136$	$\sigma=0,149$	$\sigma=0,267$	$\sigma=0,184$	$\sigma=0,120$

В таблице 4.3 показаны по 3 повторных измерения для каждой комбинации калибровочных значений δ_k и скорости потока v и вычисленные для них среднеквадратичные отклонения σ_i , характеризующие случайную погрешность измерений. Они вычислялись как

$$\sigma_i = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^n (\delta_j - \delta_k)^2}{n}}, \quad (4.7).$$

где δ_j – значения толщин отложений в повторных опытах, $n = 3$.

Заметна тенденция к некоторому увеличению случайной погрешности при низких скоростях потока.

Обобщенным точностным показателем может быть среднеквадратичное отклонение по всем 27 опытам. Его можно вычислить как [96, с.127]:

$$\sigma_\delta = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N \sigma_i^2}{N}}, \quad (4.8).$$

где σ_i – среднеквадратичные отклонения по опытам, представленные в таблице 4.3, $N=27$ – число опытов. Результат: $\sigma_\delta = 0,172$.

По полученному значению $\sigma_\delta = 0,172$ была рассчитана предельная погрешность Δ_δ при доверительной вероятности $\alpha=95\%$ и количестве степеней свободы $n=81$. Коэффициент Стьюдента при этом $t_{\alpha n} = 1,99$.

Предельная погрешность будет равна:

$$\Delta_\delta = t_{\alpha n} \sigma_\delta = 1,99 \cdot 0,172 = 0,342.$$

Приведенная погрешность равна $\gamma = (\Delta_\delta/d) \cdot 100\%$, где d – диапазон измерений. В нашем случае d составляет $6-1=5$ мм.

В итоге $\gamma = (0,342/5) \cdot 100\% = 6,8\%$, что является удовлетворительным результатом.

4.6 Вопросы проектирования системы автоматического контроля

4.6.1 Уточнение алгоритма работы

На рисунках 4.57 – 4.58 представлен предлагаемый алгоритм работы системы.

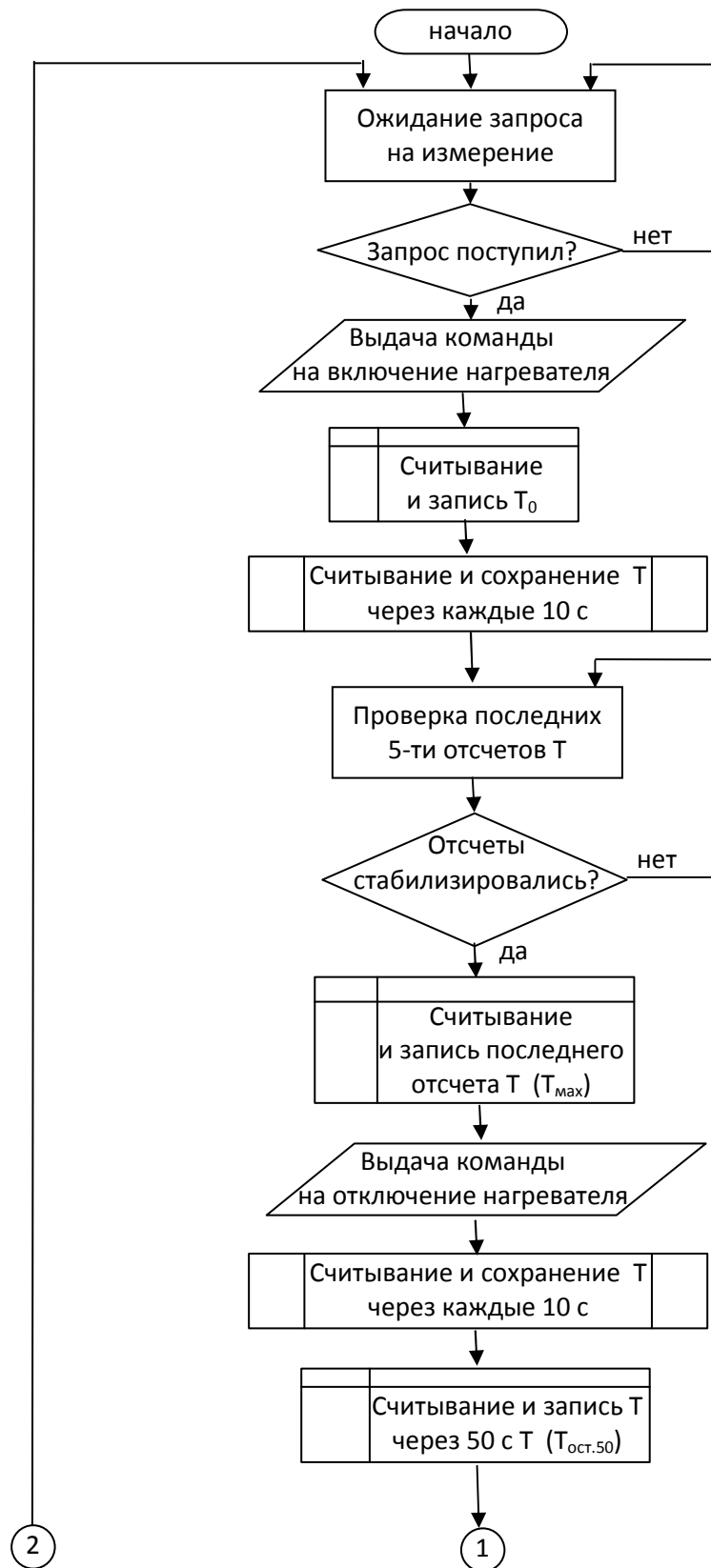


Рисунок 4.57 – Блок-схема алгоритма работы системы (начало)

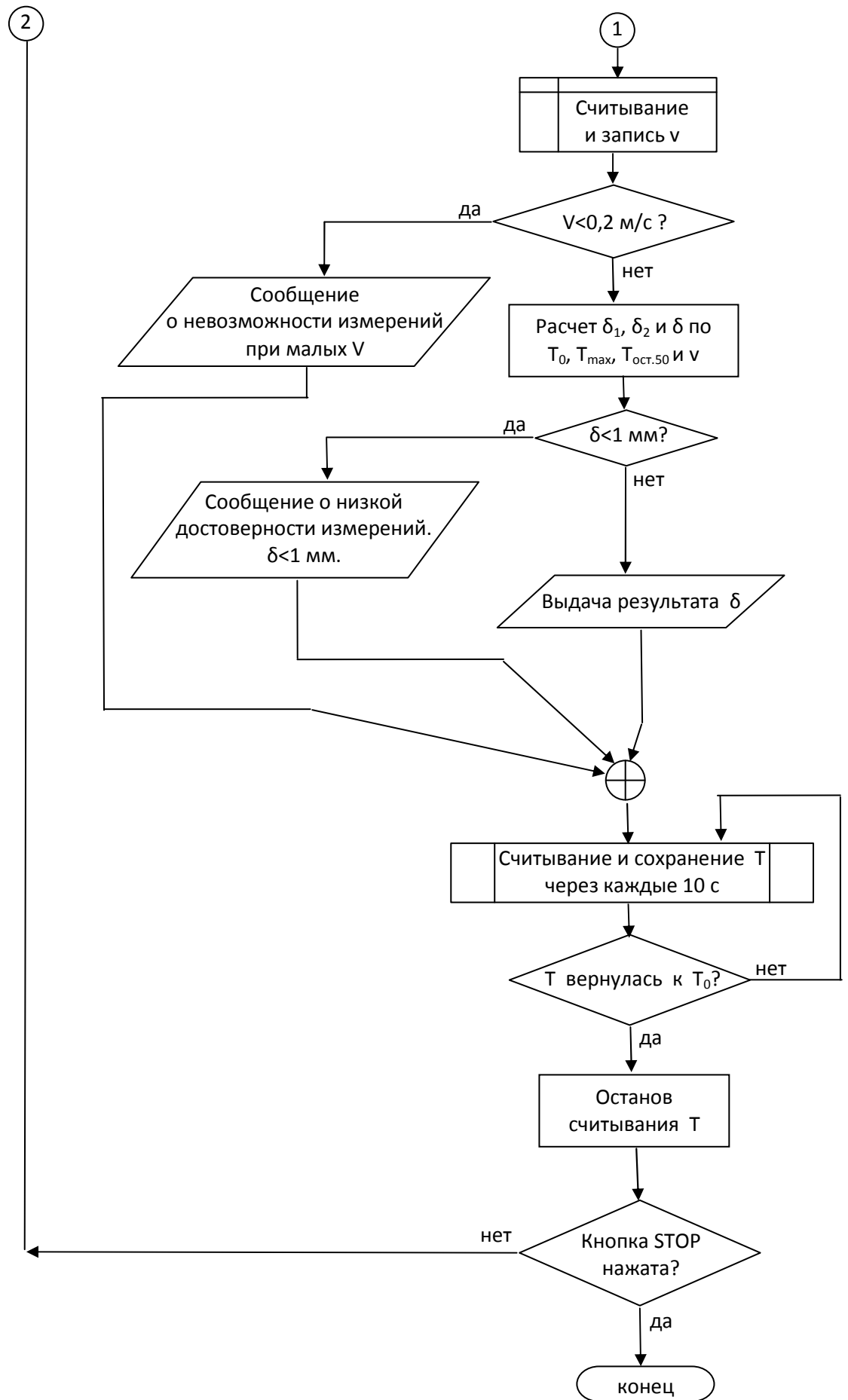


Рисунок 4.58 – Блок-схема алгоритма работы системы (конец)

Приведенный алгоритм является основным вычислительным ядром, обеспечивающим функционирование системы автоматического контроля. При необходимости он может быть дополнен такими дополнительными функциями как:

1) запись текущего времени и соответствующего ему результата измерения δ с целью дальнейшего представления временных трендов изменения толщины парафина δ ;

2) вычисление и запись текущей скорости роста отложений (мм/ч или мм/сут) с целью их прогнозирования;

3) ввод с клавиатуры уставки в виде порогового значения $\delta_{\text{крит}}$, при котором срабатывает исполнительная система ликвидации отложений (например, электронагревательная).

4.6.2 Рекомендации по инженерному проектированию системы автоматического контроля толщины парафиновых отложений

Основными исходными данными для проектирования САК ТПО являются: диаметр трубопровода, толщина стенки трубы, диапазон измерений ТПО, диапазон изменений температуры окружающего воздуха.

Рекомендуется выполнять проектирование САК ТПО на основе предложенного метода измерений в следующей последовательности.

1. Выбрать ширину w и высоту h профиля кольцевого элемента нагревателя. Определить основной материал нагревателя (по массе, - это может быть как собственно материал нагревательного элемента, например, нихром, для безоболочного нагревателя, так и материал оболочки, например, алюминий). Высоту имеет смысл делать как можно меньше. Задать зазор g между кольцами нагревателя в пределах $g=1..1,5h_{cm}$, где h_{cm} – толщина стенки трубы.

2. В среде моделирования тепловых процессов ELCUT или ей подобной ввести осесимметричную геометрическую модель для нестационарного

теплового процесса. Задать параметры для материалов, граничные и начальные условия так, как это описано в р. 3.3.1. Задать температуру потока постоянной. Теплоизолятор на этом этапе считать постоянным (конвекцией с воздухом пренебречь). Длину моделируемого участка трубы выбрать по рекомендациям р. 3.3.2.4 (не менее 30 см для 2"-трубы, 40 см для 4"-трубы, 50 см для 8"-трубы, 60 см для 12"-трубы). Для каждого нагревательного элемента установить начальное значение параметра Q (объемная плотность тепловыделения) порядка 500000 Вт/м^3 . Установить максимальную толщину слоя парафина. Выполнить моделирование теплового процесса в течение достаточно длительного времени (порядка 2000 с) и расчет температуры под центральным нагревателем. По графику процесса убедиться, что термобаланс достигнут. Если нет, увеличить время моделирования. Подобрать параметр Q так, чтобы максимальная температура под центральным нагревателем составляла $\approx 35 \text{ }^\circ\text{C}$.

3. Для выбранного значения Q определить требуемую электрическую мощность одной секции нагревателя:

$$P = Q \cdot \pi \cdot D \cdot w \cdot h, \quad (4.9)$$

где D – наружный диаметр трубы.

Задать материал и диаметр нагревательного провода, определить его погонное сопротивление ρ_n . Определить количество витков n нагревательного провода, которое может быть уложено по ширине нагревателя. Зазор при этом должен составлять 0,5..1 мм. Определить сопротивление одной секции нагревателя:

$$R = n \cdot \rho_n \cdot \pi \cdot D. \quad (4.10)$$

Напряжение, которое необходимо приложить к одной секции: $U_1 = \sqrt{P \cdot R}$.

Так как секции соединены последовательно, то общее требуемое напряжение источника:

$$U = 3U_1 = 3\sqrt{P \cdot R} = 3\sqrt{P \cdot \rho_n \cdot n \cdot \pi \cdot D} = 3\pi D \sqrt{Q \cdot w \cdot h \cdot \rho_n \cdot n}. \quad (4.11)$$

4. Для расчета теплоизолятора выполнить в среде ELCUT

геометрическую модель, граничные и начальные условия, как в р. 3.3.2.3. Выбрать материал теплоизолятора и прописать его физические свойства. Выполняя моделирование для нормальной температуры воздуха и для крайних температур из заданного диапазона, подобрать такую толщину и длину теплоизолятора, при которых отклонения вычисленных значений T_{max} при крайних температурах не превышают приемлемых значений.

5. В алгоритме работы системы необходимо предусмотреть особый режим работы при понижении скорости потока ниже определенного критического значения, которое определяется экспериментально.

6. В случае, если термоизолятор не обеспечивает надежной термоизоляции от окружающего воздуха, то в системе необходимо предусмотреть наличие датчика внешней температуры и проведение калибровки для определения поправок на внесение в результат при больших отклонениях температуры от нормальной.

Результаты и выводы по главе 4

1. Разработан, изготовлен и апробирован экспериментальный образец ИП ТПО для трубопровода диаметром 32 мм.

2. Разработан и изготовлен автоматизированный испытательный стенд на основе замкнутого гидравлического контура для проведения градуировки и испытаний ИП и САК ТПО. С помощью искусственно создаваемого перепада температур стенд позволяет наращивать отложения на участке трубы, а с помощью встроенной видеокамеры визуально наблюдать их рост. Разработанное в среде LabView программное обеспечение позволяет автоматически рассчитывать параметры отложений на основе результатов обработки изображений.

3. Экспериментально определена минимальная предельная скорость потока жидкости $v=0,2$ м/с, при которой система работоспособна.

4. Разработана оригинальная методика градуировки САК ТПО на основе

нанесения на внутреннюю поверхность ИП парафинового слоя калиброванной толщины, а также задания в контуре стенда нескольких фиксированных скоростей потока.

5. Выполнена градуировка САК ТПО. Регрессионные модели были определены в виде:

1) для ΔT_{max} :

$$\delta_1 = 0,966 - 0,136 \cdot \Delta T_{max} \cdot v^2 + 0,908 \cdot \Delta T_{max} \cdot v + 2,265 \cdot v^2 - 8,316 \cdot v.$$

2) для $\Delta T_{ocm.50}$:

$$\delta_2 = 1,194 - 0,187 \cdot \Delta T_{ocm.50} \cdot v^2 + 1,110 \cdot \Delta T_{ocm.50} \cdot v + 3,855 \cdot v^2 - 9,638 \cdot v.$$

6. В результате испытаний САК ТПО на основе изготовленного ИП определена основная приведенная погрешность определения толщины отложений δ , которая составила 6,8%.

7. Разработан уточненный по результатам моделирования и экспериментов алгоритм работы САК ТПО. Его основными особенностями являются:

- автоматическое определение момента наступления термобаланса для определения ΔT_{max} ;
- управление подключением нагревателей и автоматическое определение $\Delta T_{ocm.50}$ через 50 с после их отключения;
- автоматическое определение режимов работы, в которых результаты могут быть недостоверны ($v < 0,2$ м/с, $\delta < 1$ мм) с выдачей соответствующего сообщения.

8. Выработаны рекомендации по инженерному проектированию ИП и САК ТПО на основе предложенного метода.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Сформулированы требования, предъявляемые к средствам измерения ТПО в нефтепроводах и сделан обзор различных методов измерения ТПО, проанализирована их применимость в соответствующих САК. По комплексу показателей наиболее предпочтительны тепловые методы. Имеются резервы улучшения этих методов по части повышения чувствительности, и, как следствие, точности. Предложен новый модифицированный метод измерения ТПО в нефтепроводах, а также соответствующие ИП и САК на основе регистрации параметров тепловых процессов. Отличительной особенностью метода является применение кольцевых электронагревателей, формирующих термобарьеры, которые препятствуют растеканию тепла от основного нагревателя по трубе и усилению теплового потока в слое парафина, что повышает чувствительность измеряемых параметров к ТПО, и как результат, точность определения ТПО (Патент РФ на изобр. № 2700349).

2. Разработана компьютерная модель ИП ТПО в среде ELCUT. С помощью моделирования тепловых процессов наглядно показано преимущество предложенного метода с использованием 3-элементного нагревателя по сравнению с методом, использующим 1-элементный нагреватель: такое решение позволяет повысить чувствительность измеряемых параметров к ТПО, и как следствие, снизить погрешности их определения.

При условиях, что абсолютная предельная погрешность измерения параметра ΔT_{max} равна $\approx 0,5$ °С, диапазон ТПО составляет 0..6 мм, скорость потока жидкости фиксирована, типичные значения расчетной основной приведенной погрешности для ИП с 3-элементным нагревателем составляют 5% , а для ИП с 1-элементным нагревателем 13%, что свидетельствует о явном преимуществе предложенного метода измерения ТПО по сравнению с методом-прототипом.

Результаты моделирования позволили обоснованно выбрать в качестве

измеряемых параметров:

- 1) максимальную для фазы нагревания относительную температуру ΔT_{max} соответствующую термодинамическому балансу,
- 2) относительную температуру $\Delta T_{ост.}$, измеренную в момент времени $\approx 1/10$ длительности фазы остывания.

Моделирование тепловых процессов с учетом влияния окружающего воздуха при наличии термоизолятора показало, что слой термоизолятора из пенополиуретана толщиной 100 мм может обеспечить приемлемый уровень дополнительной приведенной погрешности измерения ΔT_{max} порядка 0,6 % в диапазоне температуры воздуха -40..40 °С, при котором можно обойтись без введения поправок на температуру окружающего воздуха.

3. Разработана структура и алгоритм работы САК ТПО, которые уточнены по результатам моделирования и экспериментальных исследований. Основными особенностями алгоритма являются:

- автоматическое определение момента наступления термобаланса для определения ΔT_{max} ;
- управление подключением нагревателей и автоматическое определение $\Delta T_{ост.50}$ через 50 с после их отключения;
- автоматическое определение режимов работы, в которых результаты могут быть недостоверны ($v < 0,2$ м/с, $\delta < 1$ мм) с выдачей соответствующего сообщения.

4. Разработан, изготовлен и апробирован экспериментальный образец ИП ТПО для трубопровода диаметром 32 мм. Разработан и изготовлен автоматизированный испытательный стенд на основе замкнутого гидравлического контура для проведения градуировки и испытаний ИП ТПО и САК ТПО. С помощью искусственно создаваемого перепада температур стенд позволяет наращивать отложения на участке трубы, а с помощью встроенной видеокамеры визуально наблюдать их рост. Разработанное в среде LabView программное обеспечение позволяет автоматически рассчитывать параметры

отложений на основе результатов обработки изображений.

Разработана оригинальная методика градуировки САК ТПО на основе нанесения на внутреннюю поверхность ИП парафинового слоя калиброванной толщины, а также задания в контуре стенда нескольких фиксированных скоростей потока.

5. Экспериментально определена минимальная предельная скорость потока жидкости $v=0,2$ м/с, при которой система работоспособна. Выполнена градуировка САК ТПО. Определены коэффициенты регрессионных моделей. В результате испытаний САК ТПО на основе изготовленного ИП определена основная приведенная погрешность определения толщины отложений δ для диапазона толщин 1..6 мм, которая составила 6,8%. Выработаны практические рекомендации по инженерному проектированию ИП и САК ТПО на основе предложенного метода.

Результаты исследований, связанные с проведением градуировки систем контроля ТПО в нефтепроводах, внедрены в ООО НПФ «Экситон-автоматика», г. Уфа (приложение Б). Результаты работы, связанные с моделированием тепловых процессов в ИП ТПО, используются в учебном процессе в Уфимском государственном авиационном техническом университете (приложение В).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Cordell J., Vanzant H. The Pipeline Pigging Handbook, Third Edition Clarion Technical Publishers, Houston, 2003.
2. Хлюпин П.А. Индукционная нагревательная система для нефтепроводов: Дисс. канд. техн. наук. Уфа, Уфимский гос. авиационный техн. университет, 2015.
3. Хасанова К.И. Развитие технических средств и технологий очистки нефтепроводов от асфальтосмолопарафиновых отложений: Дисс. канд. техн. наук. Уфа, Уфимский гос. нефтяной техн. университет, 2013.
4. Paraffin Wax. Chemical book [Электронный ресурс]. https://www.chemicalbook.com/ProductList_En.aspx?kwd=Paraffin%20Wax (дата обращения: 20.02.2020).
5. Химическая энциклопедия / редкол.: Кнунянц И.Л. и др. — М.: Советская энциклопедия, 1992. Т. 3. С. 446.
6. Gjermundsen I. State of the art: Wax precipitation deposition and aging in flowing hydrocarbon systems // Internal Hydro report, October, Porsgrunn, 2006.
7. Aske N. Wax - A Flow Assurance Challenge. PowerPoint presentation prepared for presentation at NTNU, Trondheim, April 23, 2007.
8. Bern P.A., Withers V.R., Cairns R.J. Wax deposition in crude oil pipelines // European Offshore Technology Conference and Exhibition, Society Of Petroleum Engineers, January, 1980. <https://doi.org/10.2118/206-1980-MS>.
9. Bern P.A., Withers V.R., Cairns J.R. Wax deposition in crude oil pipelines, EUR206 // Proceedings of European Offshore Petroleum Conference and Exhibition, London, England, October 21-24, 1981.
10. Burger E.D., Perkins T.K. and Striegler J.H., Studies of wax deposition in the Trans-Alaska Pipeline, 1981. <https://doi.org/10.2118/8788-PA>.
11. Brown T.S., Niesen V.G., Erickson D.D. Measurement and Prediction of the Kinetics of Paraffin Deposition // Proceedings of the 68 Annual Technical

Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Houston, Texas, October 3-6, 1993. SPE 26548-MS, <https://doi.org/10.2118/26548-MS>.

12. Alana J.D, Investigation of Heavy Oil Single-Phase Paraffin Deposition Characteristics, M.S. Thesis, the University of Tulsa, 2003.

13. Marshall G.R. Cleaning the Valhall Offshore Oil Pipeline // SPE Production Engineering, 1990. Vol.5. № 3. <https://doi.org/10.2118/17880-PA>.

14. Theyab M. A. Wax deposition process: mechanisms, affecting factors and mitigation methods. Ministry of Higher Education and Scientific Research of Iraq // Open Access J Sci. 2018. № 2(2). P. 112–118.

15. Rønningsen H.P., Sømme B.F., Pedersen K.S. An improved thermodynamic model for wax precipitation: experimental foundation and application // Proceedings of 8th International Conference on Multiphase, Cannes, France, June 1997. BHR Group: Cranfield, UK, 1997.

16. Hammami A., Raines M. A. Paraffin Deposition from Crude Oils. Comparison of Laboratory Results with Field Data // SPE J., 1999. Vol. 4. № 1. P. 9-18. <https://doi.org/10.2118/54021-PA>.

17. Bruno A., Sarica C., Chen H., Volk M. Paraffin deposition during the flow of water-in- oil and oil-in-water dispersion in pipes // Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 21-24 September, 2008. <https://doi.org/10.2118/114747-MS>.

18. Zhang Y., Gong J., Ren Y., Wang P. Effect of Emulsion Characteristics on Wax Deposition from Water-in-Waxy Crude Oil Emulsions under Static Cooling Conditions // Energy & Fuels, 2010. Vol. 24. P. 1146 -1155.

19. Zhang Y., Gong J., Wu H. An experimental study on wax deposition of water in waxy crude oil emulsions // Petroleum Science and Technology, 2010. Vol. 28. P.1653-1664.

20. Agrawal K.M., Khan H.U., Surianarayanan M., Joshi G.C. Wax Deposition of Bombay High Crude Oil under Flowing Conditions // Fuel, 1990. Vol. 69. P.794-796.

21. Creek J. L., Lund H. J., Brill J. P., Volk M. Wax deposition in single phase flow // *Fluid Phase Equilibria*, 1999. Vol.158-160. P.801-811.
22. Wu C. H., Wang K. S., Shuler P. J., Tang Y., Creek J. L., Carlson R. M., Cheung S. Measurement of Wax Deposition in Paraffin Solutions // *AIChE Journal*, 2002. Vol.48. P. 2107-2110.
23. Bidmus H.O., Mehrotra A. K. Heat-Transfer Analogy for Wax Deposition from Paraffinic Mixtures // *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 2004. Vol.43. P.791-803.
24. Mehrotra A. K., Bidmus H. O. // Heat-Transfer Calculations for Predicting Solids Deposition in Pipeline Transportation of „Waxy“ Crude Oils. In: *Heat Transfer Calculations*, M. Kutz (ed), McGraw-Hill: New York, 2005. Chapter 25.
25. Parthasarathi P., Mehrotra A. K. Solids Deposition from Multicomponent Wax-Solvent Mixtures in a Benchscale Flow-Loop Apparatus with Heat Transfer // *Energy and Fuels*, 2005. Vol.19. P.1387-1398.
26. Cole R. J., Jessen F. W. Paraffin deposition // *Oil & Gas J.*, 1960. Vol.58 (38). P.87-91.
27. Fong N., Mehrotra A. K. Deposition under Turbulent Flow of Wax-Solvent Mixtures in a Bench-Scale Flow-Loop Apparatus with Heat Transfer // *Energy and Fuels*, 2007. Vol.21. P.1263.
28. Patton C. C., Casad B. M. Paraffin Deposition from Refined Wax-Solvent Systems // *SPE J.*, 1970. Vol.10. №1. <https://doi.org/10.2118/2503-PA>.
29. Meray R. V., Volle J.L., Schranz C. J. P., Le Marechal, Behar E. Influence of Light Ends on the Onset Crystallization Temperature of Waxy Crudes Within the Frame of Multiphase Transport // *Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 3-6 October 1993, Houston, Texas. <https://doi.org/10.2118/26549-MS>.
30. Li M., Su J., Wu Z., Yang Y., Ji S. Study of the Mechanisms of Wax Prevention in a Pipeline with Glass Inner Layer // *Colloids and Surfaces A: Phys. and Eng. Aspects*, 1997. Vol. 123-124. P.635-649.
31. Abdel-Waly A. A. The factors affecting paraffin deposition in oil wells //

Journal of Engineering and Applied Science, 1999. Vol.46. P.381.

32. Couto G. H., Chen H., Dellecase E., Sarica C., Volk M. An Investigation of Two-Phase Oil/Water Paraffin Deposition // SPE Production and Operations, 2008. Vol.23(1). P. 49-55.

33. Bott T. R., Gudmunsson J. S. Deposition of Paraffin Wax from Kerosene in Cooled Heat Exchanger Tubes // Can. J. Chem. Eng., 1977. Vol.55. P.381-385.

34. Tiwary R., Mehrotra A. K. Deposition from wax–solvent mixtures under turbulent flow: Effects of shear rate and time on deposit properties // Energy & Fuels, 2009. Vol.23(3). P.1299-1310.

35. Kasumu A. S., Mehrotra A. K. Solids deposition from two-phase wax–solvent–water waxy mixtures under turbulent flow // Energy & Fuels, 2013. Vol.27. P.1914-1925.

36. Singh P., Venkatesan R., Fogler H. S., Nagarajan N. Formation and Aging of Incipient Thin Film Wax-Oil Gels // AIChE J., 2000. Vol.46 (5). P.1059-1074.

37. Singh P., Venkatesan R., Fogler H.S., Nagarajan N. Morphological Evolution of Thick Wax Deposits during Aging // AIChE J., 2001. Vol.47 (1). P. 6-18.

38. Singh P., Youyen A., Fogler H. S. Existence of a Critical Carbon Number in the Aging of a Wax-Oil Gel // AIChE J., 2001. Vol.47 (9). P. 2111-2124.

39. Cordoba, A. J., Schall C. A. Application of a Heat Transfer Method to determine Wax Deposition in a Hydrocarbon Mixture // Fuel, 2001. Vol.80. P.1285-1291.

40. Cordoba, A. J., Schall C. A. Solvent Migration in a Paraffin Deposit // Fuel, 2001. Vol.80. P.1279-1284.

41. Quintella C. M., Lima A. M. V., Silva E. B. Selective Inhibition of Paraffin Deposition under High Flow Rate as a Function of the Crude Oil Paraffin Type and Content by Fluorescence Depolarization: Polypropylene and High-Density Polyethylene // Journal of Physical Chemistry, 2006. Vol. 110(14). P. 7587-7591.

42. Jorda R. M. Paraffin Deposition and Prevention in Oil Wells // Journal of Petroleum Technology, 1966. Vol.18. № 12. <https://doi.org/10.2118/1598-PA>.

43. Дмитриев М.Е. Совершенствование систем мониторинга парафинизации нефтепроводов шельфовых месторождений: Дисс. канд. техн. наук. Уфа, Уфимский гос. нефтяной техн. университет, 2011.

44. Hyun S. L. Computational and rheological study of wax deposition and gelation in subsea pipelines. PhD thesis (Chemical Engineering). The University of Michigan, 2008.

45. Theyab M. A., Diaz P., Experimental Study of Wax Deposition in Pipeline – Effect of Inhibitor and Spiral Flow // International Journal of Smart Grid and Clean Energy, 2016. Vol.5 (3). P.174-181.

46. Chen X. T., Volk B. M., Butler T., Brill J. P. Techniques for measuring wax thickness during single and multiphase flow // Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, 5-8 October 1997. P. 249-256. <https://doi.org/10.2118/38773-MS>.

47. Патент РФ № 2098754. Способ измерения толщины слоя отложений на внутренних стенках водопроводных труб. Опубл. 10.12.1997.

48. Индикаторы прохождения очистных устройств по нефтепроводу УЛИС/УЛИС-А. Сайт компании «Росэнергоучет» [Электронный ресурс]. http://www.rosenergouchet.ru/production/production_15.html (дата обращения: 20.02.2020).

49. Gamidi S. H. Non Destructive Testing of Structures: M.tech. Thesis, Indian Institute of Technology, Bombay, India, 2009.

50. Gunarathne G.P.P., Keatch R.W. Novel techniques for monitoring and enhancing dissolution of mineral deposits in petroleum pipelines // Ultrasonics, 1996. Vol.34. № 2–5. P.411-419.

51. Christidis K., Gunarathne G. P. , Peteineri K. Intelligent instrumentation for identification of scales in petroleum pipelines in situ // Transactions of the Institute of Measurement and Control, 2012. Vol. 35. № 4. P.457-463.

52. Skjelvareid M. H., Birkelund Y., Larsen Y., Internal pipeline inspection using virtual source synthetic aperture ultrasound imaging // NDT & E International,

2013. Vol.54. P.151-158.

53. Gunarathne G. P. P., Zhou Q., Christidis K. Ultrasonic feature extraction techniques for characterisation and quantification of scales in petroleum pipelines // Proceedings of the Conference IEEE «Ultrasonic '98», Japan, October 1998. P. 859–864.

54. Gunarathne G. P. P., Christidis K. Material characterisation in situ using ultrasound measurements // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurements, 2002. Vol.51. P.368–373.

55. Gunarathne G.P.P., Online monitoring and characterisation of mineral deposits in petroleum pipelines // Proceedings of IEEE Seminar on On-line Monitoring Techniques for the Off-Shore Industry, Aberdeen, UK, June 1999. Ref. № 999/143. <https://doi.org/10.1049/ic:19990725>.

56. Коптева А.В. Многопараметрический мониторинг магистральных нефтепроводов на основе радиоизотопного излучения.: Автореферат диссертации кандидата технических наук: 05.11.13. / Национальный минерально-сырьевой ун-т «Горный». Санкт-Петербург, 2013, 20 с.

57. Семенюк А.В., Коптева А.В., Неразрушающий метод контроля АСПО в магистральном нефтепроводе // Современная наука и практика, №4 (9). 2016. С.48-53.

58. Kopteva A. V., Koptev V. Y. Automated monitoring system for asphaltene-resin-paraffin deposits in main oil pipelines // International Journal of Applied Engineering Research, 2016. Vol.11. № 4. P.2191-2198.

59. Badiru A. B., Osisanya S. O. Project Management for the Oil and Gas Industry: A World System Approach. NY: CRC Press, Taylor & Francis Group, 2013.

60. Bujdosó E. Analysis by absorption and scattering of radiation // Journal of Radioanalytical and Nuclear Chemistry, 1996. Vol.211(2). P. 557-577.

61. Oliveira D. F., Nascimento J. R., Marinho C. A., Lopes R. T., Gamma transmission system for detection of scale in oil exploration pipelines, Nuclear

Instruments and Methods in Physics Research, Section A, 2015. Vol.784. P.616–620.
<https://doi.org/10.1016/j.nima.2014.11.030>.

62. Olearius S. Pipeline Assurance Using Radioisotope Applications to Go from Installation over Inspection to Overhauling // Proceedings of 4th Pipeline Technology Conference, Germany, April 2009. <https://www.pipeline-conference.com/node/697>.

63. Song W J, Lee S H, Jeong H D, Development of deposit detection system in pipelines of the steelworks using CS-137 gamma rays // 34th Annual Review of Progress in Quantitative Nondestructive Evaluation, AIP Publishing, USA, 2008. P. 1374-1380.

64. Mandal D, Sharma V K, Pant H J, Sathiyamoorthy D, Vinjamur M, Quality of fluidization in gas-solid unary and packed fluidized beds: An experimental study using gamma ray transmission technique // Powder technology, 2012. Vol. 226. P.91-98.

65. Abdul-Majid S., AbulFaraj W. Asphalt and Paraffin Scale Deposit Measurement by Neutron Back Diffusion Using ^{252}Cf and $^{241}\text{Am-Be}$ Sources // Proceedings of 3rd MENDT - Middle East Nondestructive Testing Conference & Exhibition, Manama, Bahrain, 27-30 Nov. 2005.

66. US Patent № 7405558. Steam generator mapping with reflections of eddy current signal. Publ. July 29, 2008.

67. Патент РФ № 2487343. Способ определения толщины отложений на внутренней поверхности труб вихретоковым методом и устройство для его осуществления. Опубл. 10.07.2013.

68. US Patent № 9176044. Device and method for detecting deposits. Publ. Nov.3, 2015.

69. US Patent № 6886393. Method and device for detecting deposit in a conduit. Publ. May 3, 2005

70. Патент РФ № 2449207. Способ определения толщины отложений на внутренней поверхности трубопроводов. Опубл. 27.04.2012.

71. Патент РФ № 2344338. Способ определения толщины отложений на

внутренней поверхности трубопроводов. Оpubл. 20.01.2009.

72. Власов В.Г. Разработка конвективно-тепловых преобразователей для систем контроля толщины осадка парафина в нефтяных скважинах: Дисс. канд. техн. наук. Ижевск, Ижевский гос. техн. университет, 2010.

73. Орлов А.И. Метод оперативного контроля состояния парафиновых отложений при очистке демонтированных нефтепроводных труб: Дисс. канд. техн. наук. Казань, Казанский гос. энергетический университет, 2011.

74. Викторов В.А., Лункин Б.В., Совлуков А.С. Радиоволновые измерения параметров технологических процессов. М.: Энергоатомиздат, 1989. 208 с.

75. Visio Box. Модульная эндоскопическая система. [Электронный ресурс]. <https://www.vizaar.ru/upload/iblock/368/VISIO%20BOX%20ВИДЕО%20ЭНДСОКОП.pdf> (дата обращения 17.12.2019).

76. Фетисов В.С., Табет Н.К.А. Патент РФ на изобр. № 2700349. Способ определения толщины отложений на внутренней поверхности трубопровода. Оpubл. 16.09.2019.

77. Алиев Т.А. Экспериментальный анализ. – М.: Машиностроение, 1991. – 272 с.

78. Табет Н.К.А., Фетисов В.С. Информационно-измерительная система с функцией прогнозирования для определения толщины парафиновых отложений в нефтепроводах // Проблемы получения, обработки и передачи измерительной информации: материалы Международной научно-технической конференции. Уфа, УГАТУ, 21-22 сент. 2017. С 192-195.

79. Исаченко В.П., Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача, Изд. 3-е, перераб. М., Энергия, 1975.

80. Зенкевич О., Морган К. Конечные элементы и аппроксимация: Пер. с англ. — М.: Мир, 1986.

81. ELCUT. Руководство пользователя. ООО «Тор», С.Петербург, 2019 [Электронный ресурс]. https://elcut.ru/downloads/manual_r.pdf (дата обращения:

20.02.2020).

81. ГОСТ Р 53383-2009. Трубы стальные бесшовные горячедеформированные. Технические условия. М.: Стандартинформ, 2009.

82. Сайт компании «Квант». Термопаста КПТ-19 [Электронный ресурс]. <http://kvant-store.ru/product/termopasta-kpt-19-tiubik-17g> (дата обращения: 20.02.2020).

83. Справочный химический портал «Химическая энциклопедия». Полиимиды [Электронный ресурс]. http://www.chemport.ru/data/chemipedia/article_6236.html (дата обращения: 20.02.2020).

84. DS18B20 Datasheet (PDF) - Dallas Semiconductor [Электронный ресурс]. <https://www.alldatasheet.com/datasheet-pdf/pdf/227472/DALLAS/DS18B20.html> (дата обращения: 20.02.2020).

85. Сайт компании «Метотехника». Прецизионный сплав фехраль [Электронный ресурс]. <https://www.metotech.ru/fehral-opisanie.htm> (дата обращения: 20.02.2020).

86. ГОСТ 12766.1-90. Проволока из прецизионных сплавов с высоким электрическим сопротивлением. М.: Издательство стандартов, 2003.

87. Сайт компании «Стевин». Виды теплоизоляции. Пенополиуретан [Электронный ресурс]. <https://stevin.su/faq/ppu.html> (дата обращения: 20.02.2020).

88. Сайт сообщества avr.ru. Протокол 1-Wire [Электронный ресурс]. <http://avr.ru/beginer/understand/1wire> (дата обращения: 20.02.2020).

89. Сайт сообщества Arduino. Arduino Nano v. 2.3: User Manual [Электронный ресурс]. <https://www.arduino.cc/en/uploads/Main/ArduinoNanoManual23.pdf> (дата обращения: 20.02.2020).

90. ГОСТ 32511-2013. Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия. М.: Стандартинформ, 2019.

91. Сайт компании «Багира». Гибкая камера (эндоскоп) Espada Endsc2i1 [Электронный ресурс]. <http://bagiracomp.ru/catalog.asp?dir=%21Nix%2>

F0000283XXX%2F283913 (дата обращения: 20.02.2020).

92. Сайт компании National Instruments. LabView [Электронный ресурс]. <https://www.ni.com/ru-ru/shop/labview.html> (дата обращения: 20.02.2020).

93. Сайт компании Texas Instruments. LM35 Precision Centigrade Temperature Sensors [Электронный ресурс]. <http://www.ti.com/lit/ds/symlink/lm35.pdf> (дата обращения: 20.02.2020).

94. Сайт компании National Instruments. Шасси cDAQ-9188 [Электронный ресурс]. <https://www.ni.com/ru-ru/support/model.cdaq-9188.html> (дата обращения: 20.02.2020).

95. Сайт компании Maplesoft [Электронный ресурс]. <https://www.maplesoft.com/products/maple> (дата обращения: 20.02.2020).

96. Адлер Ю.П., Маркова Е.В., Грановский Ю.В. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий. М.: Наука, 1976.

97. Fetisov V., Thabet N., Dmitriyev O., Electric Heating Unit for Oil Pipeline Paraffin Deposit Monitoring System // Proceedings of 2019 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems (ICOECS), Ufa, Russia, 21-25 Oct. 2019. DOI: 10.1109/ICOECS46375.2019.8949943

98. Табет Н.К.А., Фетисов В.С., Проблемы измерений толщины асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепроводах и пути их решения //Электротехнические и информационные комплексы и системы, 2018. №1, т.14. С.55-60.

99. Табет Н.К.А., Фетисов В.С. Термодинамический способ определения толщины отложений парафина на внутренней поверхности нефтепровода // Электротехнические и информационные комплексы и системы. 2019. № 2, т.15. С.105-112.

100. Табет Н.К.А., Фетисов В.С. Моделирование тепловых процессов в измерительном преобразователе для контроля парафиновых отложений в нефтепроводах // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. 2019. № 11. С.32-41. DOI: 10.25791/pribor.11.2019.1004

101. Thabet N.K.A. Measurement And Prediction Of Paraffin Wax Deposition In Oil Pipelines: A Review // Journal Of Scientific And Engineering Research, ISSN: 2394-2630, CODEN(USA): JSERBR, 2017. Vol. 4(5). P. 190-196.

102. Табет Н.К.А., Фетисов В.С. Интеллектуализация измерений толщины парафиновых отложений в нефтепроводах // Перспективные информационные технологии (ПИТ-2018): труды Международной научно-технической конференции, Самара, 14-16 апреля 2018. – Самара: Издательство Самарского научного центра РАН, 2018. – С.559-562.

103. Thabet N.K.A. Thermodynamic transducer for measurement of paraffin deposit thickness in oil pipelines // Проблемы получения, обработки и передачи измерительной информации : материалы II Международной научно-технической конференции, Уфа, 19-20 сент. 2019. – Уфа : РИК УГАТУ, 2019. С. 113-118.

104. Табет Н.К.А. Контроль толщины парафиновых отложений на внутренней поверхности нефтепровода: термический метод: материалы XIII Всероссийской научной конференции «Мавлютовские Чтения», Уфа, 22-24 окт. 2019. – Уфа: РИК УГАТУ. Т.2. С.393-398.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Копия титульного листа патента РФ № 2700349

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ
НА ИЗОБРЕТЕНИЕ
№ 2700349

**СПОСОБ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОЛЩИНЫ ОТЛОЖЕНИЙ
НА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБОПРОВОДА**

Патентообладатель: *федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный авиационный технический университет" (RU)*

Авторы: *Фетисов Владимир Станиславович (RU),
Табет Наиф Кайед Абдулла (RU)*

Заявка № 2019100304
Приоритет изобретения 09 января 2019 г.
Дата государственной регистрации в
Государственном реестре изобретений
Российской Федерации 16 сентября 2019 г.
Срок действия исключительного права
на изобретение истекает 09 января 2039 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности



Г.И. Ивлиев Г.И. Ивлиев

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Копия акта внедрения результатов работы на производстве



450006, г.Уфа, ул. 50-летия Октября, 15, офис 28 (юр.), 450059; г.Уфа, ул. Комсомольская, 98 (факт.), 450006, г.Уфа, а/я 162 (почт.)
 тел.: (347) 226-96-36, 226-96-37, 226-96-38; факс: (347) 226-96-39; e-mail: ea@eksiton.ru, www.eksiton.ru
 ИНН / КПП 0278085342 / 027801001, ОГРН 1030204602010, ОКПО 20828824

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор
 ООО НПФ «Экситон-автоматика»

 Ермолов А.Н.

13 февраля 2020г.



АКТ

внедрения результатов диссертационной работы

Мы, нижеподписавшиеся, главный конструктор Тагиров Р.Г. и начальник департамента перспективных проектов Хазиахметов И.Р. составили настоящий акт о том, что в ООО НПФ "Экситон-автоматика" внедрены результаты кандидатской диссертационной работы:

"Система автоматического контроля толщины парафиновых отложений в нефтепроводах на основе модифицированного теплового метода измерения" (автор – Табет Наиф Кайед Абдулла, аспирант Уфимского государственного авиационного технического университета)

в виде методики градуировки тепловых измерительных преобразователей толщины парафиновых отложений в нефтепроводах. В соответствии с данной методикой изготовлено вспомогательное оборудование, включающее в себя приспособление для заливки жидкого парафина в преобразователь и набор вставных формирующих трубок с диаметрами, соответствующими ряду калиброванных толщин слоя парафина.

Экономический эффект внедрения методики не оценивался.

Главный конструктор



Тагиров Р.Г.

Начальник департамента
 перспективных проектов



Хазиахметов И.Р.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Копия акта внедрения результатов работы в учебный процесс



**внедрения результатов диссертационной работы
 в учебный процесс**

Мы, нижеподписавшиеся, декан факультета авиационного приборостроения Уразбахтина Ю.О., заведующий кафедрой информационно-измерительной техники Ясовеев В.Х., ст.преподаватель кафедры информационно-измерительной техники Нурлыгаянова Е.Ф. составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы "Система автоматического контроля толщины парафиновых отложений в нефтепроводах на основе модифицированного теплового метода измерения" (автор – Табет Наиф Кайед Абдулла, аспирант каф. ИИТ Уфимского государственного авиационного технического университета), представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук, внедрены в учебный процесс на кафедре информационно-измерительной техники УГАТУ, а именно:

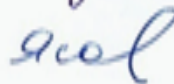
Материалы главы 3 диссертации, связанные с компьютерным моделированием тепловых процессов в измерительном преобразователе, используются при проведении лабораторных работ по дисциплине "Математическое моделирование" для студентов магистратуры, обучающихся по направлению 12.04.01 "Приборостроение" (профиль "Измерительные информационные технологии"). Издано соответствующее учебно-методическое пособие: Моделирование тепловых процессов в измерительном преобразователе для контроля парафиновых отложений в нефтепроводах/ Сост. Табет Н.К.А., Фетисов В.С., Мельничук О.В.: Методические рекомендации к лабораторной работе по дисциплине "Математическое моделирование" для студентов, обучающихся по направлению 12.04.01 "Приборостроение". – Уфа: РИК УГАТУ, 2019.

Декан факультета авиационного
 приборостроения, к.т.н., доцент



Уразбахтина Ю.О.

Заведующий кафедрой ИИТ,
 д.т.н., профессор



Ясовеев В.Х.

Зам. зав. каф. ИИТ
 по учебной работе, ст. преподаватель



Нурлыгаянова Е.Ф.