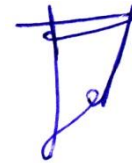


На правах рукописи



**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)**

**Автореферат диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук**

**Уфа – 2020**

Работа выполнена в ФГБОУ ВО «Уфимский государственный авиационный технический университет»

Научный руководитель:

доктор технических наук, профессор **Фетисов Владимир Станиславович**

Официальные оппоненты:

**Дивин Александр Георгиевич**, доктор технических наук, доцент, ФГБОУ ВО «Тамбовский государственный технический университет», заведующий кафедрой «Мехатроника и технологические измерения»

**Краснов Андрей Николаевич**, кандидат технических наук, доцент, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», доцент кафедры «Автоматизация технологических процессов и производств»

Ведущая организация: ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», г. Самара

Защита состоится «02» октября 2020 г. в 12<sup>00</sup> часов на заседании диссертационного совета Д212.288.02 на базе ФГБОУ ВО «Уфимский государственный авиационный технический университет» по адресу: 450008, г. Уфа, ул. К. Маркса, 12.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного авиационного технического университета, а также на сайте [www.ugatu.su](http://www.ugatu.su).

Автореферат разослан «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2020 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,  
доктор технических наук, доцент



А.Ю. Демин

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**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  $\Delta T_{max}$ , 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 проводились совместно с научным руководителем. Самостоятельно проводились теоретические исследования, компьютерное моделирование, разработка конструкций, структур и алгоритмов, изготовление испытательного стенда и испытания экспериментальных образцов преобразователей и макетов системы.

**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.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**В первой главе** рассматриваются методы и средства измерения ТПО в нефтепроводах. Обоснована актуальность разработки новых средств контроля их толщины, которая обусловлена тем, что для планирования и эффективного проведения дорогостоящих мероприятий по очистке трубы от парафина нужна достоверная информация о текущем состоянии отложений.

Охарактеризованы парафиновые отложения как объект измерения. Описаны их физико-химические свойства. Рассмотрены механизмы отложения парафина в

нефтепроводах, а также факторы, влияющие на его отложение на внутренних стенках труб.

Сформулированы следующие требования, которые на сегодняшний день предъявляются к средствам измерения ТПО в нефтепроводах:

1) метод измерения и конструкция должны быть подчинены принципу неразрушающего контроля, т.е. датчики должны устанавливаться на внешней поверхности трубы без врезки в нее.

2) метод измерения должен обеспечивать измерения в широких диапазонах диаметров трубы и 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, изменения давления в трубе, колебания температуры внешней среды 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) средства измерения должны иметь удобный интерфейс передачи данных.

Измерение толщины отложений может производиться устройствами, основанными на различных физических принципах. В главе кратко рассмотрены средства измерения на основе гидродинамических, ультразвуковых, радиационных, тепловых, диэлькометрических и других методов измерения.

Для определения применимости рассмотренных групп методов в САК была сделана их комплексная экспертная оценка по ряду критериев (табл. 1). Наиболее перспективными оказались тепловые методы.

**Во второй главе** описан предлагаемый модифицированный тепловой метод измерения ТПО. Его суть и исполнение детально раскрыты в описании запатентованного способа измерения и реализующих его ИП и САК ТПО.

За основу нового способа измерения ТПО был взят способ, который включает в себя размещение на трубе соосно с ней кольцевого нагревателя и термодатчиков, располагаемых в одну линию на поверхности трубопровода параллельно его оси. Нагреватель включают, и, после установления термодинамического равновесия, регистрируют распределение температуры вдоль поверхности трубы с помощью термодатчиков. Недостатки этого способа:

- невысокая чувствительность к толщине отложений, так как распространение тепла от нагревателя происходит преимущественно внутри стенки трубы, и лишь малая часть попадает в слой отложений;

Таблица 1– Результаты комплексной экспертной оценки групп методов

Методы	Технические, эксплуатационные и экономические характеристики (макс. количество баллов за показатель)										Сумма баллов
	Точность	Метрологическая надежность	Ресурс	Быстродействие	Возможность контроля любого поперечного сечения трубы	Универсальность применения по диаметру труб	Безопасность	Доступность для потребителя (в т.ч. по стоимости)	Простота установки и обслуживания	Энергоэффективность	
	(20)	(20)	(10)	(5)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(5)	
Гидродинамические	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

- формирование результата измерений, относящегося в целом к длинному отрезку трубы, по длине которого отложения могут иметь разную толщину;

- невысокая достоверность измерений вследствие того, что в любом сечении трубы толщина отложений по окружности внутренней поверхности трубы также непостоянна, а измерения проводятся только для одной точки окружности.

Для исключения указанных недостатков был предложен способ определения ТПО, защищенный патентом РФ на изобретение № 2700349. Задачей данного изобретения является обеспечение точных и достоверных измерений ТПО на внутренней поверхности трубопровода в заданном его поперечном сечении. Технический результат изобретения заключается в уменьшении случайной погрешности измерения толщины слоя отложений и повышении достоверности этих измерений за счет сужения области измерений по длине трубы и перенаправления теплового потока от нагревателя внутрь слоя отложений. Последнее достигается за счет применения двух дополнительных кольцевых нагревателей, идентичных основному и расположенных по обе стороны от него. Они выполняют роль барьеров для распространения теплового потока по трубе. Конструкция преобразователя показана на рисунке 1.

Способ осуществляется следующим образом. На трубопроводе 1 размещают основной кольцевой нагреватель 4, под которым предварительно равномерно по окружности распределяют несколько термодатчиков 5. Также устанавливают два дополнительных кольцевых нагревателя-термобарьера 6 и 7 на одинаковых расстояниях по обе стороны от основного нагревателя 4, весь участок трубопровода 1 между нагревателями-термобарьерами 6 и 7 теплоизолируют от



окружающей среды с помощью слоя термоизолятора 8.

Все нагреватели 4, 6 и 7 включают на время  $\tau_1$  (рисунок 2), в течение которого достигается заметное повышение температуры под нагревателями (в частном случае – когда достигается термодинамическое равновесие). Отключают их либо по достижении определенного времени ( $\tau_1$ ), либо по достижении определенной разницы температур ( $\Delta T = T_2 - T_1$ ). На рисунке 2 показан вариант, когда фиксированным является время  $\tau_1$ . Следующее включение нагревателей можно производить по возвращении температуры к исходному значению  $T_1$ .

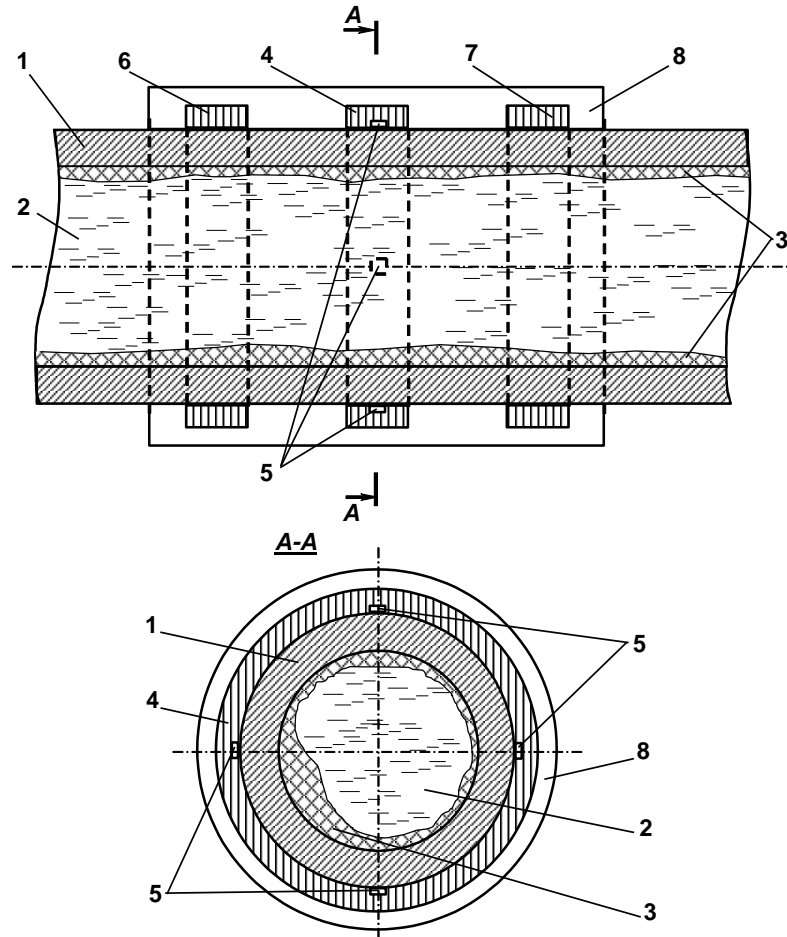


Рисунок 1 – Конструкция предложенного измерительного преобразователя:

1 - стенка трубопровода; 2 - транспортируемая жидкость; 3 - отложения на внутренней поверхности трубопровода; 4 - основной кольцевой нагреватель; 5 - термодатчики; 6 - первый нагреватель-термобарьер; 7 - второй нагреватель-термобарьер; 8 - термоизолятор.

Структурная схема САК, реализующая предложенный метод, показана на рисунке 3. Управляющим 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.

В цикле измерений есть также подцикл расчета результата (ТПО) и выдачи его во внешнюю информационную сеть.

**В третьей главе:** описано моделирование ИП ТПО, задачами которого являлись:

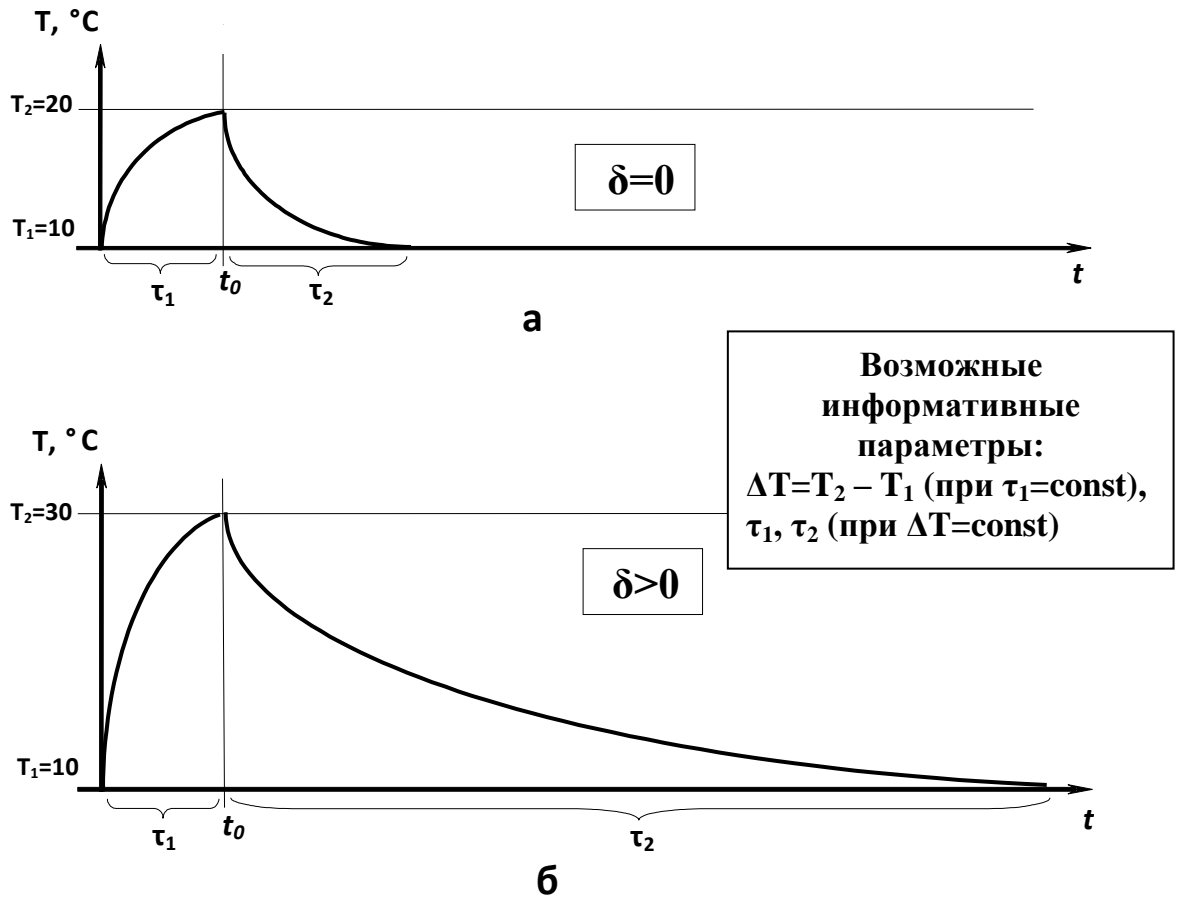


Рисунок 2 – Временные диаграммы предложенного измерительного преобразователя:  
 а – при отсутствии слоя отложений; б – при наличии слоя парафина толщиной  $\delta > 0$

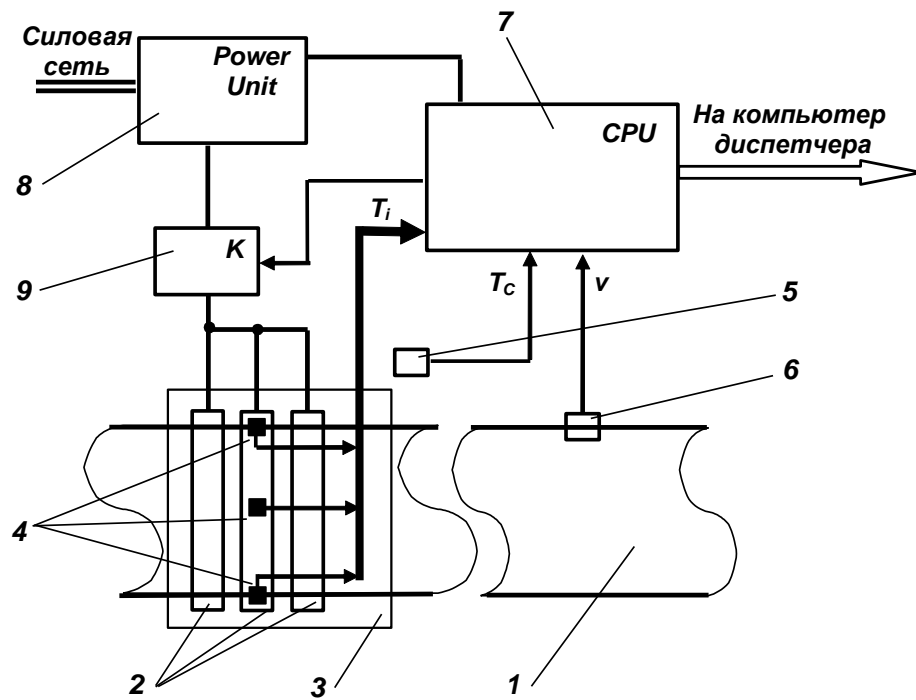


Рисунок 3 – Структура системы автоматического контроля:  
 1 – нефтепровод; 2 – электронагреватели; 3 – термоизолятор; 4 – термодатчики;  
 5 – датчики температуры окружающей среды; 6 – датчик скорости потока;  
 7 – микроконтроллер; 8 – блок питания; 9 – управляемый ключ

- показ эффективности предложенного преобразователя с трехэлементным нагревателем относительно преобразователя с одним нагревателем;
- обоснованный выбор измеряемых параметров тепловых процессов с целью определения толщины парафиновых отложений, что необходимо для построения алгоритма работы системы автоматического контроля;
- выбор оптимальных конструктивных параметров преобразователя при его инженерном проектировании.

Основным уравнением, в общем описывающем нестационарные тепловые процессы в объекте измерения, является известное уравнение теплопроводности Фурье:

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

где  $T$  – температура;  $\tau$  – 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;  $\rho$  – плотность объекта;  $a = \lambda / c\rho$  – коэффициент температуропроводности, где  $\lambda$  – 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:

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

где  $q$  – удельный тепловой поток с единицы площади поверхности;  $\alpha$  – 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.

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.

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 4).

Модель была реализована в среде программы ELCUT 6.3, которая позволяет рассчитывать поля, в.т.ч. тепловые, методом конечных элементов. Тип модели: осесимметричная. Тип задачи: нестационарная термодинамика. Для большинства вычислительных экспериментов основными условиями были следующие:

- объект - стальной трубопровод наружным диаметром 32 мм с толщиной стенки 2 мм;
- температура на границе «парафин-жидкость» считается неизменной и равной

10 °С (т.н. «исходная температура»);

- трубопровод изолирован от окружающей среды теплоизоляционным материалом, явлением радиации с поверхности термоизолятора пренебрегаем;
- нагреватели имеют кольцеобразную форму, поперечное сечение – прямоугольное 4х6 мм, материал корпуса – алюминий, объемная плотность тепловыделения 500 000 Вт/м<sup>3</sup>;
- температура измеряется непосредственно под основным нагревателем;
- не допускается нагревания в месте установки датчика выше 50 °С (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.

Для оценки влияния дополнительных нагревателей моделирование выполнялось для двух вариантов – с 1-элементным и 3-элементным нагревателем. На рисунке 5 показана исходная геометрическая модель преобразователя с трехэлементным нагревателем с нанесенной сеткой конечных элементов.

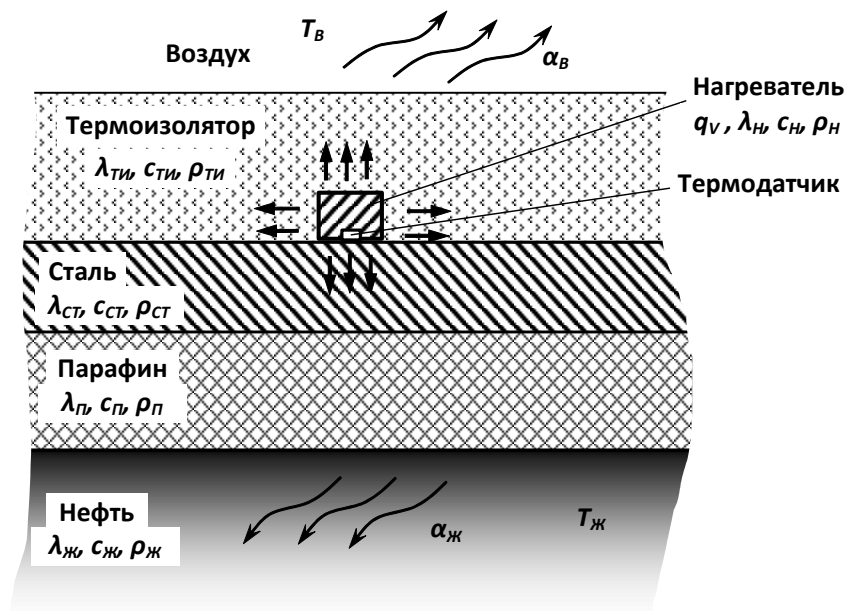


Рисунок 4 – Структура объекта измерения (продольное сечение трубы)

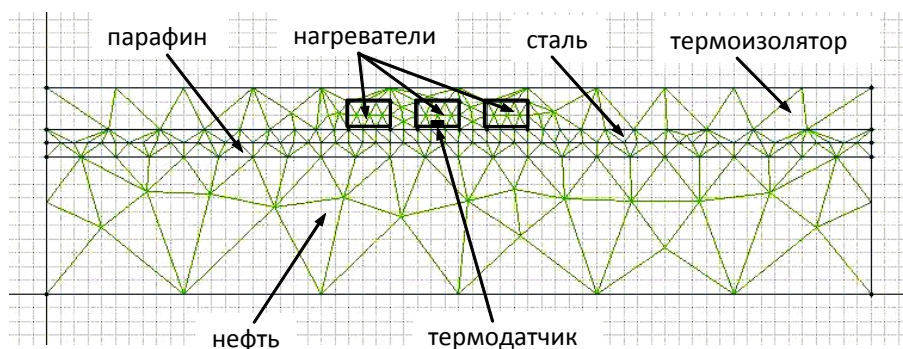


Рисунок 5 – Исходная геометрическая модель преобразователя в ELCUT с сеткой конечных элементов (трехэлементный нагреватель)

Вычислительные эксперименты на модели показали, в частности, что:

1. Предложенный метод с использованием 3-элементного нагревателя по сравнению с методом, в котором используется 1-элементный нагреватель, имеет преимущество: такое решение позволяет повысить чувствительность измеряемых параметров к ТПО, и как следствие, снизить погрешности их определения.

При условиях, что абсолютная предельная погрешность измерения параметра  $\Delta T_{max}$  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. Для определения толщины парафина наиболее предпочтительными измеряемыми параметрами (по критериям линейности и крутизны характеристики) являются:

1) максимальная для фазы нагревания относительная температура  $\Delta T_{max}$ , соответствующая термодинамическому балансу (на рисунке 6 этому параметру соответствует верхний график),

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

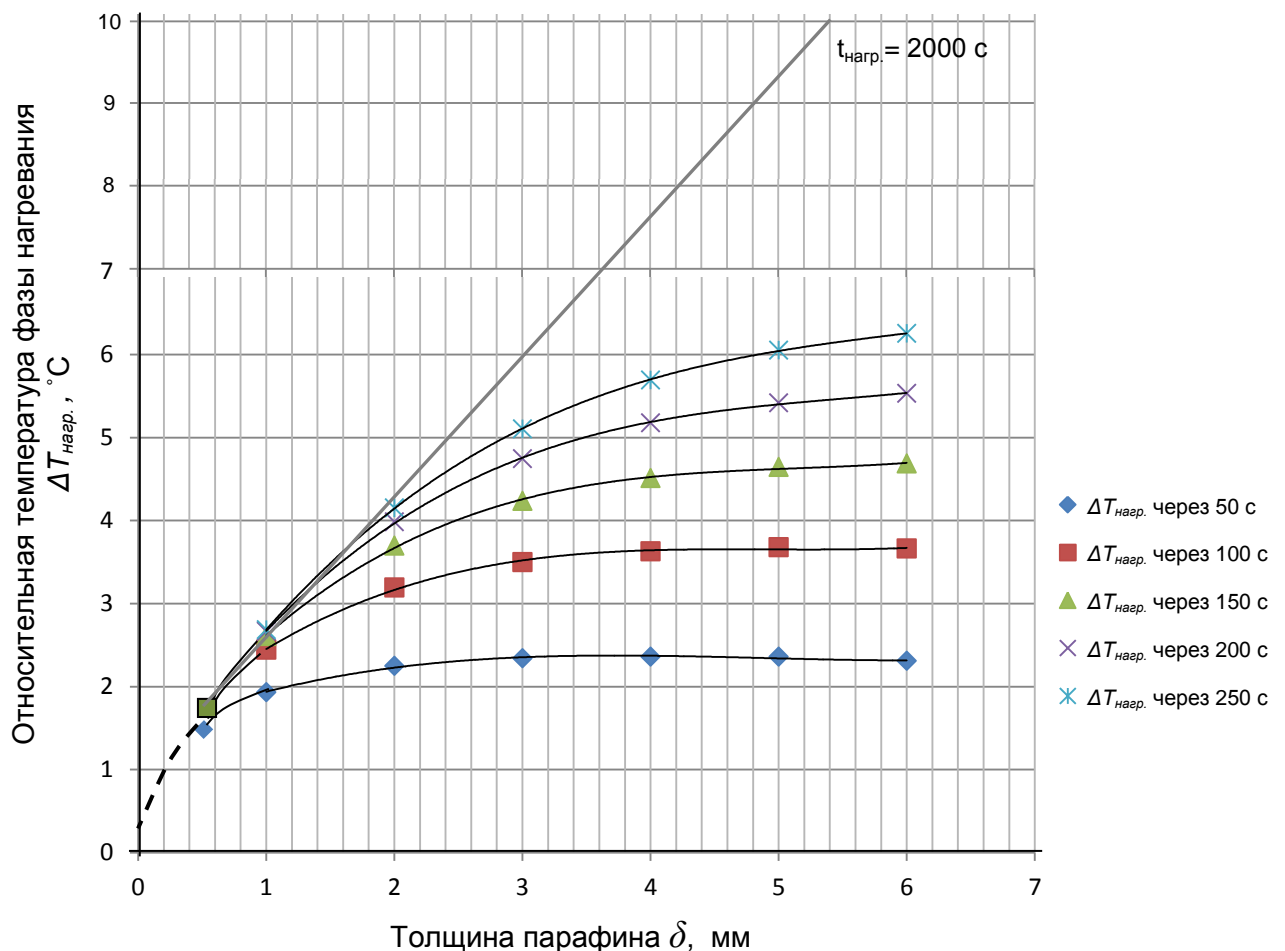


Рисунок 6 – Результаты моделирования зависимостей  $\Delta T_{нагр.} = f(\delta)$  для разного времени нагревания (верхний график соответствует времени нагревания до момента термобаланса)

3. 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  $\Delta T_{max}$  порядка 0,6% в диапазоне температуры воздуха -40..40 °С, при котором можно обойтись без введения поправок на температуру окружающего воздуха.

**В четвертой главе** описаны экспериментальные исследования и рассмотрены некоторые вопросы практического проектирования САК ТПО. Экспериментально-практическая часть работы имела следующие результаты:

1. Разработан, изготовлен и апробирован экспериментальный образец ИП ТПО для трубопровода диаметром 32 мм (рисунок 7).

2. 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. Общий вид стенда показан на рисунке 8.

3. Экспериментально определена минимальная предельная скорость потока жидкости  $v=0,2$  м/с, при которой система работоспособна. При меньших скоростях длительность тепловых процессов становится очень большой и появляется неопределенность в определении момента теплового баланса.

4. Разработана оригинальная методика градуировки САК ТПО на основе нанесения на внутреннюю поверхность ИП парафинового слоя калиброванной толщины (рисунок 9), а также задания в контуре стенда нескольких фиксированных скоростей потока.

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

1) для  $\Delta T_{max}$ :

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

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  $\delta$ , которая составила 6,8%. Некоторое увеличение погрешности по сравнению с тем, что было рассчитано с помощью моделирования в 3-й главе (5%) объясняется неидеальностью регрессионной модели и влиянием погрешностей определения скорости потока, которая при моделировании считалась постоянной.

7. Разработан уточненный по результатам моделирования и экспериментов алгоритм работы САК ТПО (рисунок 10). Его основными особенностями являются: 1) автоматическое определение момента термобаланса для определения  $\Delta T_{max}$ ; 2) управление нагревателями и автоматическое определение  $\Delta T_{ocm.50}$  через 50 с после их отключения; 3) определение режимов работы, в которых результаты недостоверны ( $v < 0,2$  м/с,  $\delta < 1$  мм) с выдачей соответствующего сообщения.

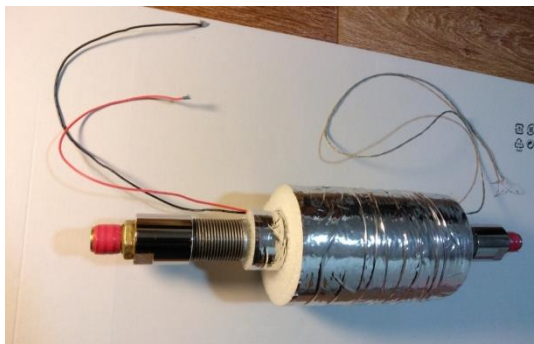


Рисунок 7 – Измерительный преобразователь с термоизолятором

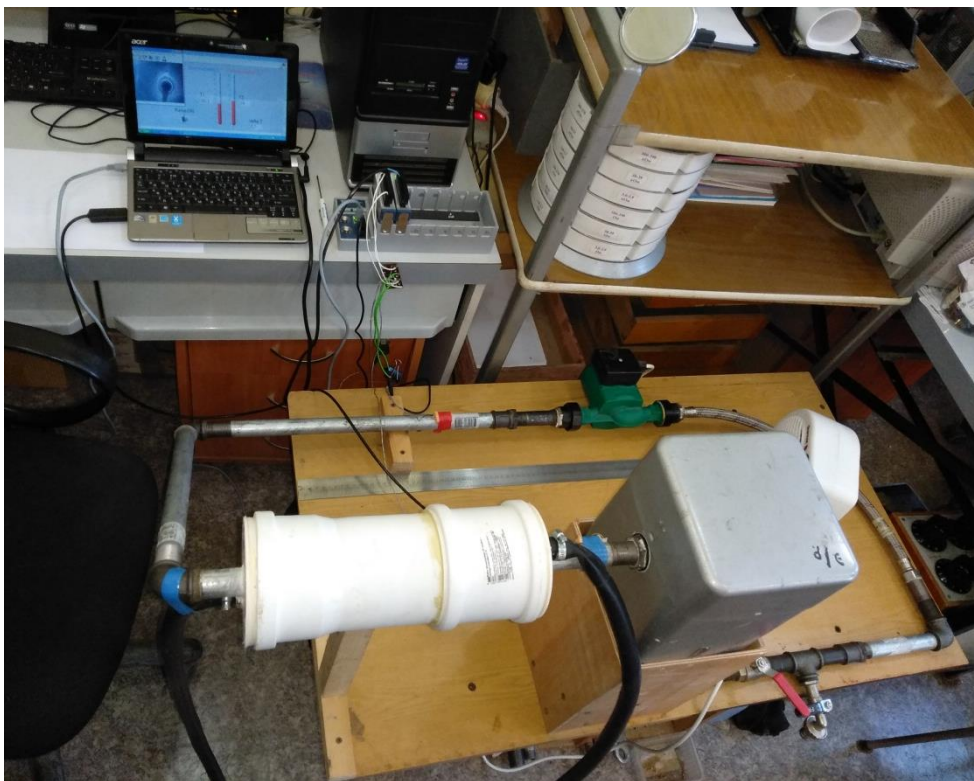


Рисунок 8 – Общий вид испытательного стенда



Рисунок 9 – Примеры сформированных слоев парафина калиброванной толщины



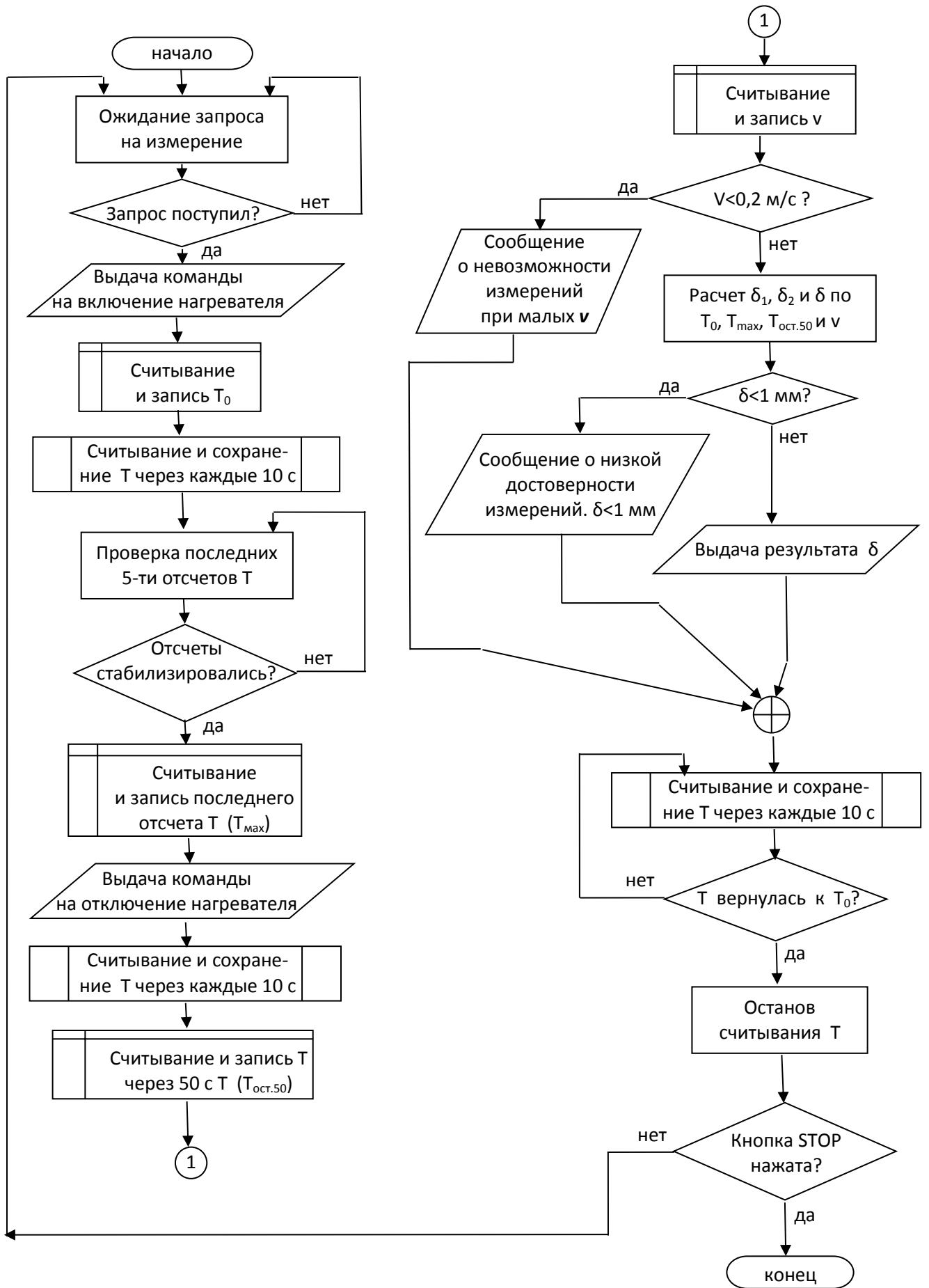


Рисунок 10 – Блок-схема алгоритма работы САК ТПО



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  $\Delta T_{max}$  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  $\Delta T_{max}$  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  $\Delta T_{max}$  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  $\Delta T_{max}$ ;

- 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  $\delta$  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. Результаты работы, связанные с моделированием тепловых процессов в ИП ТПО, используются в учебном процессе в Уфимском государственном авиационном техническом университете.

## СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

### *Публикации в изданиях, рекомендованных ВАК*

1. 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.

2. 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.

3. 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.

#### **Патент**

4. Фетисов В.С., Табет Н.К.А. Патент РФ на изобр. № 2700349. Способ определения толщины отложений на внутренней поверхности трубопровода. Заявл. 09.01.2019. Опубл. 16.09.2019.

#### **Публикация, индексируемая SCOPUS**

5. Fetisov V., Thabet N., Dmitriyev O. / Electric Heating Unit for Oil Pipeline Paraffin Deposit Monitoring System // Proceedings - ICOECS 2019: 2019 International Conference on Electrotechnical Complexes and Systems. – 2019. # 8949943.

#### **Другие публикации**

6. 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. – V. 4(5). – P. 190-196.

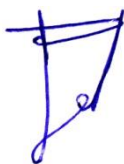
7. Табет Н.К.А., Фетисов В.С. / Информационно-измерительная система с функцией прогнозирования для определения толщины парафиновых отложений в нефтепроводах // Проблемы получения, передачи и обработки измерительной информации: материалы Всероссийской научно-технической конф., Уфа, 21-22 сент. 2017. –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

8. 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.

9. 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.

10. 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.

Соискатель:



Наиф Кайед Абдулла Табет

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)

АВТОРЕФЕРАТ  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук