

Литература

1. Семькина И.Ю. Повышение энерго- и ресурсоэффективности горных машин средствами регулируемого электропривода: дис. ... доктора техн. наук. – Кемерово, 2013. – 312 с.
2. Семькина И.Ю. Градиентное управление в решении основных задач электропривода // Вестн. КузГТУ. – 2010. – №1 – С. 99-103.
3. Завьялов В.М. Градиентное управление частотно-регулируемым асинхронным электроприводом // Изв. Вузов. Электромеханика. – 2008. – №3. – С. 71-72.
4. Ключев В.И. Теория электропривода: учеб. для вузов. – 3-е изд. Перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – 704 с.

ПОКАЗАТЕЛЬ ТЕПЛОВЫЙ ИНЕРЦИИ ТЕРМОПАР В СИСТЕМАХ РЕГУЛИРОВАНИЯ
ТЕМПЕРАТУРЫ УСТАНОВОК ПОДОГРЕВА НЕФТИ

Т.С. Бойкова, Ю.К. Атрошенко

*Научный руководитель к.т.н., ст. преподаватель кафедры АТП Ю.К. Атрошенко
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

В Российской Федерации располагаются значительные запасы газа и нефти. Основные месторождения расположены в Западно-Сибирском, Тимано-Печорском, Северо-Кавказском, Волго-Уральском нефтегазоносном бассейне [4]. Местоположение месторождений во многом определяет условия добычи, обработки и транспортировки нефти, так как в условиях низких температур могут существенно изменяться характеристики нефти. Вследствие кристаллизации парафина (главным образом, при работе с высокопарафинистой, вязкой нефтью), входящего в состав нефти, и других факторов происходит ее загустение, что может привести к приостановлению технологического процесса и даже к выходу оборудования из строя. Для обеспечения надежного режима эксплуатации оборудования необходимо обеспечивать предотвращение застывания и текучесть нефти в трубопроводах. В этих целях выполняется подогрев нефти от устья скважин до центральных пунктов сбора и подготовки нефти [1, 9].

Для подогрева нефти в выкидных линиях скважин используются устьевые нагреватели, для подогрева продукции в нефтесборных коллекторах – путевые и трубопроводные подогреватели. Регулирование температуры подогрева нефти выполняется путем изменения расхода греющей среды (горячего воздуха, топливных газов) [7, 8]. Принципиальная схема регулирования температуры нефти в трубчатой печи показана на рис. 1.

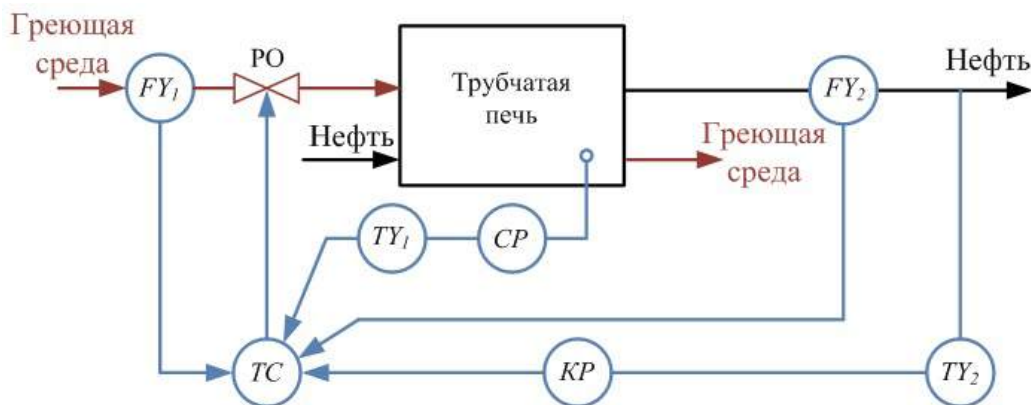


Рис. 1. Принципиальная схема каскадной системы регулирования температуры подогрева нефти:
 FY_1 , FY_2 – преобразователи расхода греющей среды и нефти; TY_1 , TY_2 – преобразователи температуры газов над перевальной стенкой печи и нефти на выходе; $ТС$ – регулятор; $СР$ – стабилизирующий регулятор; $КР$ – корректирующий регулятор

Система регулирования температуры нефти на выходе печи должна учитывать возмущения расходом и температурой исходной нефти, параметрами топлива и воздуха, потерями тепла в окружающую среду, а также высокую инерционность печи. Система автоматического регулирования, принципиальная схема которой показана на рисунке 1, имеет достаточно высокое качество регулирования, включающей корректирующий регулятор (регулирование по температуре нефти на выходе из печи) и стабилизирующий регулятор (регулирование по температуре над перевальной стенкой) [6–8]. При расчете оптимальных настроек регуляторов используются передаточные функции объекта (печи) и первичных преобразователей температуры (термоэлектрических преобразователей (термопар)). Передаточная функция печи определяется при идентификации конкретного объекта или описывается в документации, передаточная функция термопары описывается выражением:

$$W_T(P) = \frac{K_T}{T_T \cdot P + 1}, \quad (1)$$

где K_T – коэффициент передачи термопары, определяемый ее номинальной статической характеристикой, T_T – постоянная времени термопары.

При расчете передаточной функции термопары на практике пользуются значениями K_T и T_T , указанными в паспорте термоэлектрического преобразователя без учета фактических условий монтажа датчика, которые могут приводить к значительному увеличению инерционности реакции термопары на изменение температуры [2, 3], то есть изменению коэффициента T_T . Для измерения температуры нефти на выходе из печи используются погружаемые термоэлектрические преобразователи, устанавливаемые в защитные гильзы, позволяющие извлекать датчик в случае необходимости без остановки технологического процесса. В случае использования защитных гильз на показатель тепловой инерции термопар будет оказывать влияние как материал, использующийся для заполнения гильзы [2], так и соотношение геометрических размеров чувствительного элемента датчика и защитной гильзы [3].

Показателем тепловой инерции термопар называется время, за которое после внесения термопары в среду с постоянной температурой разность температур среды и любой точки датчика достигнет значения, не превышающего величину $(0,37 \cdot T_{cp})$, где T_{cp} – температура в момент наступления регулярного теплового режима [5]. На практике, в среднем, для термоэлектрического преобразователя значения постоянной времени находятся в диапазоне от 10 до 20 с (в зависимости от конструкции датчика). Для расчета постоянной времени T_T термопары с учетом фактических условий монтажа датчика, целесообразно использовать модель теплопереноса в системе «защитная гильза – термоэлектрический преобразователь», соответствующую приведенным способам монтажа датчика и описанную в работах [2, 3].

В рамках выполнения работы получены зависимости постоянной времени термоэлектрического преобразователя при установке в защитную гильзу с использованием в качестве буферного материала трансформаторного масла: при постоянном значении кольцевого зазора толщина вертикального варьировалась в диапазоне от 0,5 мм до 3 мм; при постоянном значении вертикального зазора толщина кольцевого варьировалась в диапазоне от 1 мм до 3,5 мм. Полученные зависимости приведены на рис. 2.

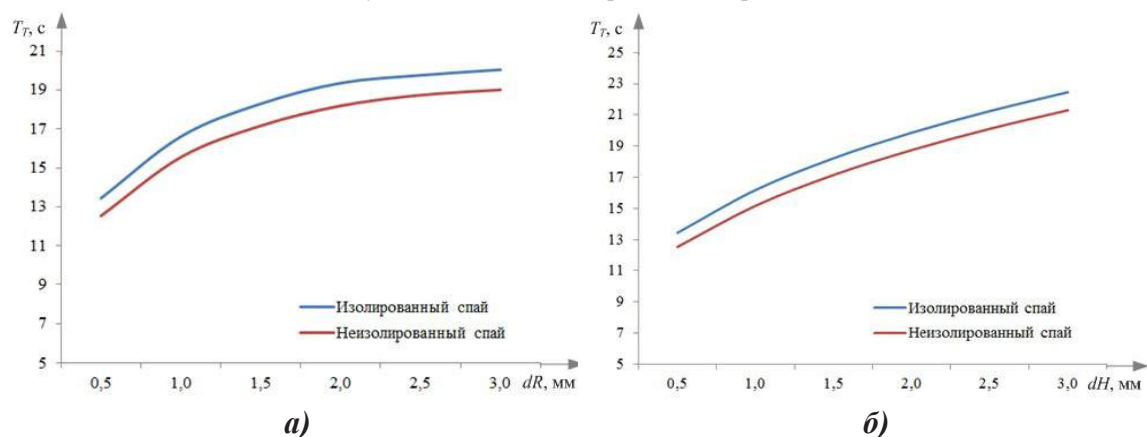


Рис. 2. Зависимость постоянной времени термопары, установленной в защитной гильзе при изменении толщины кольцевого (а) и вертикального (б) зазоров: 1 – термоэлектрический преобразователь с изолированным спаем; 2 – термоэлектрический преобразователь с неизолированным спаем

Из рис. 2 видно, что при незначительном (до 3 мм) изменении толщины вертикального или радиального зазора между датчиком и гильзой постоянная времени системы «термопара – защитная гильза» может увеличиваться в 1,5 и более раза, что может оказать значительное влияние на результат расчета параметров настройки регулятора и привести к снижению качества регулирования.

В работе выполнен расчет постоянной времени термоэлектрического преобразователя с учетом фактического способа монтажа датчика. Показано, что учет влияния защитной гильзы, буферного материала оказывает существенное влияние на параметры передаточной функции термопары. По результатам исследований можно сделать вывод о том, что при расчет оптимальных параметров настройки регуляторов в системах регулирования температуры необходимо рассматривать датчик температуры не отдельно, а в комплексе со вспомогательной арматурой и материалами с учетом способа установки датчика.

Литература

1. Авдеев А.А., Колпащиков С.А. Численно-аналитическая модель температурных полей проточно-индукционной установки подогрева нефти // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. – Самара, 2014. – № 4. – С. 131–143;

2. Атрошенко Ю.К., Стрижак П.А. Необходимое время измерения термоэлектрическими преобразователями с защитными гильзами // Датчики и системы. – Москва, 2015. – № 5 (192). – С. 23–27;
3. Атрошенко Ю.К., Стрижак П.А. О влиянии защитной гильзы на погрешность измерения температуры термоэлектрическими преобразователями // Энергетик. – Москва, 2015. – № 10. – С. 52–55;
4. Региональная экономика: учебник / под ред. В.И. Видяпина и М.В. Степанова. – М.: Инфра-М, 2007. – 666 с.;
5. ГОСТ 6616–94. Преобразователи термоэлектрические. Общие технические условия. – М.: Изд-во стандартов, 1995. – 15 с.
6. Автоматическое управление в химической промышленности: учебник / под ред. Е.Г. Дудникова. – М.: Химия, 1987. – 368 с.
7. Исакович Р.Я. Контроль и автоматизация добычи нефти и газа: учебник / Р. Я. Исакович, Б. Л. Кучин, В. Е. Попадьюко. – М.: Недра, 1976. – 344 с.
8. Свердлов Г.М. Автоматизированные системы управления технологическими процессами при добыче нефти за рубежом / Г.М. Свердлов, Р.Ю. Ягудин. – М.: Недра, 1983. – 221 с.
9. Шишкин Н.Д., Трофименко К.В. Алгоритм автоматизации процесса индукционного подогрева нефти // Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия: Управление, вычислительная техника и информатика. – Астрахань, 2012. – № 1. – С. 79–84.

**ФАЗОВЫЕ ПРЕВРАЩЕНИЯ КАПЕЛЬ ВОДЫ
С ТВЕРДЫМИ НЕРАСТВОРИМЫМИ ВКЛЮЧЕНИЯМИ
ПРИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНОМ НАГРЕВЕ**

А.Г. Борисова, М.В. Пискунов, Н.А. Хомутов

Научный руководитель заведующий кафедрой П.А. Стрижак

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Введение

В настоящее время исследования процессов теплообмена в мире в основном направлены на установление условий их значительной интенсификации. При этом существует общепринятая классификация, включающая активные и пассивные методы интенсификации теплообмена. Наиболее широко распространёнными являются пассивные методы, поскольку практически не требуют вмешательства внешних сил. Одно из направлений исследований, разрабатываемых в рамках пассивных методов интенсификации теплообмена, обусловлено экспериментальным и теоретическим изучением жидкостей с добавлением инородных твердых включений. Известно (например, [1, 3]), что жидкости с твердыми примесями обладают, как правило, улучшенными теплофизическими характеристиками. Поэтому представляют значительный интерес для высокотемпературных технологий в нефтегазовой, нефтехимической и энергетической отраслях промышленности. Таким образом, получение достоверных результатов экспериментальных исследований фазовых превращений жидкостей с добавлением твердых включений при высоких температурах характеризуется высокой научной значимостью.

Цель настоящей работы – экспериментальное изучение ряда закономерностей фазовых превращений капель воды с твердыми непрозрачными включениями в высокотемпературной газовой среде с применением высокоскоростной видеорегистрации.

Экспериментальный стенд и методы исследований

По основным элементам экспериментальный стенд аналогичен примененному в исследовании [2]. По основным этапам методика выполнения экспериментов также является аналогичной примененной в [2].

Исследования проводились с каплями воды (начальный объем 5–15 мкл), содержащими одиночные крупные (соизмеримые по размерам с каплей воды) твердые включения (размером 1–4 мм). В сформированных неоднородных каплях размером ~3–5 мм в ряде экспериментов присутствовали мелкие включения (размером 0,05 и 0,2 мм). Нагрев неоднородных капель проводился в различных газовых средах для создания температурных условий, максимально близких к тем, которые характерны для широкой группы практических приложений (термическая очистка жидкостей, пожаротушение и т.д.). В качестве генераторов высокотемпературных газовых сред применялись муфельная трубчатая печь, топливная горелка с газовой камерой и воздушнонагреватель с каналом, по которому двигался поток разогретого воздуха. Температура нагрева неоднородных капель в экспериментах варьировалась в диапазоне от 300 до 1400 К. Мониторинг и регистрация изменений температуры газовой среды и контроль температур жидкостей в составе неоднородных капель (перед опытами) выполнялись термоэлектрическими преобразователями.

Систематические погрешности определения времен существования неоднородных капель воды составляли менее 10^{-3} с. Систематические погрешности средств измерения размеров включения – 0,05 мм. Случайные погрешности определения температуры газовой среды и времен существования капель составили 7–9 %.

Результаты исследований и их обсуждение

В работе [2] установлено, что парообразование неоднородных капель жидкости в рассматриваемых условиях может реализовываться по одной из трех схем (1 схема – испарение жидкости со свободной поверхности капли, 2 и 3 схемы – интенсивное парообразование на внутренних границах раздела сред неоднородной капли с взрывным дроблением слоя жидкости; отличия второй и третьей схем заключаются в длительностях процессов взрывного дробления и механизмах подведения тепловой энергии в внутренним границам раздела сред). Предполагается, что при выполнении третьей схемы (при соблюдении условия полного обволакивания включения каплей