

# ТЕРМОГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЖИДКОЙ ФАЗЫ В ГАЗОПРОВОДАХ

Заморий П. Ю.

Научный руководитель – к.т.н. Малик С.Б.

Харьковский национальный университет радиоэлектроники,  
61166, г. Харьков, пр. Ленина, 14, тел (8 – 057) 70 – 21 – 345

e – mail: [fizika@kture.kharkov.ua](mailto:fizika@kture.kharkov.ua)

The possibility of thermographic method application to the estimation of gas-main pipeline liquid phase contamination content level is considered. The gas pipeline with two-phase innage (gas and liquid) thermalphysical model is built. The experimental and calculation data that confirm the principal possibility of thermographic method application to pipeline condensate level control are given. The environment temperature effect on the considered method sensitivity is analyzed.

Как показывают результаты комплексных исследований и эксплуатационные данные [1], коэффициент гидравлической эффективности большей части магистральных газопроводов страны находится в пределах 70 – 90%, что свидетельствует о накоплении во внутренней полости труб отложений, состоящей из поверхностной и конденсированной воды, углеводородного конденсата, эмульсии, минеральных масел, органических кислот, солей железа, метанола и гликолей [2].

Для повышения гидравлической эффективности и надежности работы газопроводов на предприятиях проводятся продувка и очищение внутренней полости газопроводов, что сопряжено со значительными материальными затратами. Одним из путей сокращения этих затрат могло бы служить получение предварительной информации об уровне загрязнения газопровода, в частности, о содержании их жидкой формы.

Для решения этой задачи была выдвинута гипотеза об использовании бесконтактного термографического метода. Она основывается на том что перекачиваемый газ, пройдя насосную станцию, обладает повышенной относительно окружающей среды температурой, тогда как конденсат, очевидно, имеет температуру, близкую к окружающей среде. Кроме того, газ и конденсат имеют различные теплофизические характеристики (ТФХ), что в итоге должно вызвать неравномерность температурного поля на поверхности газопровода, при условии наличия конденсата.

Для проверки данной гипотезы были проведены теоретические и экспериментальные исследования, результаты которых приведены ниже.

Экспериментальные исследования состояли в термографическом обследовании участка газопровода Червонодонецкой ДКС (нижняя отметка залегания трубопровода), при следующих условиях:

8. температура окружающей среды  $T_0=14^{\circ}\text{C}$
9. Температура газа  $T_1=16^{\circ}\text{C}$

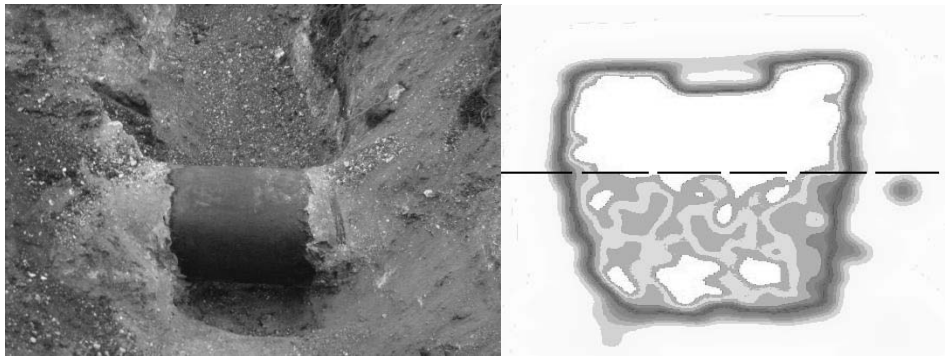


Рис1. Видимое изображение участка трубопровода и его обработанная термограмма ОК, пунктиром показана граница раздела газ конденсат.

На рис.1. представлены видимое изображение откопанного участка газопровода и его термограмма (после соответствующей обработки). На термограмме четко просматривается граница раздела температурного поля между верхней (газ) и нижней (конденсат) частью трубопровода; разность температур составила  $0,6^{\circ}\text{C}$ . Положение раздела температурного поля можно интерпретировать как уровень заполнения трубы конденсатом, соответствующий 60% объема трубы.

Полученные экспериментальные данные подтверждают принципиальную возможность применения термографического метода для контроля уровня конденсата в газопроводе. При этом метод обладает такими важными достоинствами как бесконтактность и быстрое действие.

Возникающий из-за наличия конденсата температурный перепад на поверхности трубы зависит от разности температур окружающей среды и транспортируемого газа, что обуславливает более высокую чувствительность метода при проведении контроля в зимний период.

### Литература

1. Капцов И.И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах. – М.; Недра, 1988. – 431с.
2. Експлуатаційник газонафтового комплексу. Довідник / В.В. Розгонюк, Л.А. Хачикян, М.А. Григіль та ін. – Київ. Росток, 1998. – 431с.
3. Лыков А.В. Теория теплопроводности. – М.; Высшая школа. – 1967. – 599с.
4. Физические величины: Справочник: Под ред. И.С. Григорьева, Е.З. Михайлова – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 1232 с.