ISSN 1993-9981 Методи та прилади контролю якості, № 23, 2009

УДК 621.396.6,696.2

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМОГРАФИЧЕСКОГО МЕТОДА КОНТРОЛЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ЖИДКОЙ ФАЗЫ В ГАЗОПРОВОДАХ

В.А. Стороженко, А.В. Мягкий, С.А. Сапрыкин, С.Н. Мешков

Харьковский национальный университет радиоэлектроники, пр. Ленина, 14, г. Харьков, 61166, тел (8 – 057) 70 – 21 – 345, e – mail: fizika@kture.kharkov.ua

Розглянуто можливість застосування термографічного методу для визначення рівня і вмісту рідкої фази в забрудненні у магістральних газопроводах. Побудована теплофізична модель газопроводу із двофазним наповнювачем (газ - рідина). Наведено експериментальні і розрахункові дані, що підтверджують принципову можливість застосування термографічного методу для контролю рівня конденсату в газопроводі.
Ключові слова: газопровід, газ, рідина, термографічний метод контролю, конденсована вода, емульсія, забруднення, газовий конденсат, рівень, температура.

Рассмотрена возможность применения термографического метода для определения уровня и содержания жидкой фазы в загрязнениях в магистральных газопроводах. Построена теплофизическая модель газопровода с двухфазным содержимым (газ - жидкость). Приведены экспериментальные и расчетные данные, подтверждающую принципиальную возможность применения термографического метода для контроля уровня конденсата в газопроводе. Проанализировано влияние температуры окружающей среды на чувствительность метода.
Ключевые слова: газопровод, газ, жидкость, термографический метод контроля, конденсируемая вода, эмульсия, загрязнение, газовый конденсат, уровень, температура.

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.
Keywords: gas pipeline, gas, liquid, thermografhic method of control, condensed water, emulsion, contamination, gas runback, level, temperature.

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 (загрязнений). Загрязнение – это сложная многокомпонентная смесь, которая состоит из поверхностной и конденсированной воды, углеводородного конденсата, эмульсии, механических примесей, минеральных масел, органических кислот, солей железа, метанола и гликолей [2].

Для повышения гидравлической эффективности и надежности работы газопроводов на газотранспортных 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. В итоге, контролируя градиент температурного поля на внешней поверхности трубы термографическим методом, можно определить уровень заполнения трубы конденсатом.

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

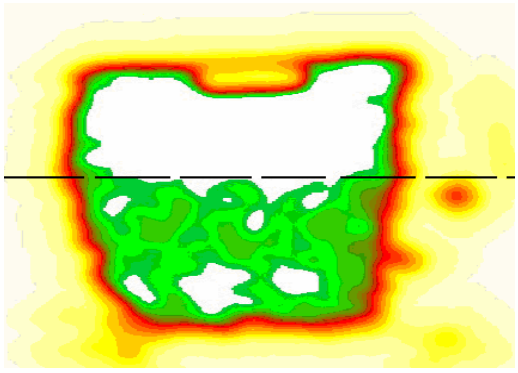
Экспериментальные исследования состояли в термографическом обследовании участка газопровода Червонодонецкой ДКС (нижняя отметка залегания трубопровода) при следующих условиях:

- температура окружающей среды T_0=14°C,
- температура газа T_1=16°C.

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°C. Положение раздела температурного поля можно интерпретировать как уровень заполнения трубы конденсатом, соответствующий 60% объема трубы.



а)



б)

Рисунок 1 - Видимое изображение участка трубопровода (*а*) и его обработанная (*б*) термограмма (пунктиром показана граница раздела газ – конденсат)

Для анализа результатов эксперимента была разработана теплофизическая модель газопровода с конденсатом, схематически представленная на рис. 2. Металлический цилиндр с толщиной стенки h частично заполнен жидкостью (конденсатом) с температурой T_2, частично газом с температурой T_1. Температура окружающей среды T_0, при этом предполагается, что $T_1 > T_2 > T_0$.

Для математического описания теплофизической модели использовались также граничные условия:

- на границах раздела металл – газ, металл – жидкость и металл – воздух (окружающая среда) граничные условия 3 - го рода [3] с коэффициентами теплоотдачи α_1 , α_2 и α соответственно;

– искомыми величинами при анализе модели являются значения температур на поверхности трубы: T_1 – в ее верхней части; T_2 – в ее нижней части.

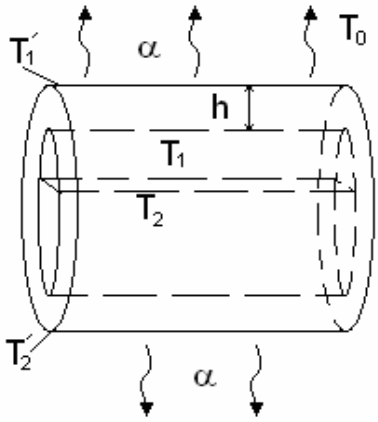


Рисунок 2 - Теплофизическая модель трубопровода

Для проведения расчетов использовалось уравнение стационарной теплопередачи [3]

$$q = (T_0 - T_1)/R_T, \qquad (1)$$

где q – тепловой поток через стенку трубы; R_T – величина термического сопротивления стенки трубопровода

$$R_T = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{h}{\lambda} + \frac{1}{\alpha}; \qquad (2)$$

λ – коэффициент теплопроводности материала трубы.

В случае, когда наружный диаметр d_1 трубы много больше толщины стенки h, уравнение (2) преобразуется к виду:

$$R_T = \frac{\lambda\alpha_1 + h\alpha_1\alpha + \alpha\lambda}{\lambda\alpha_1\alpha}. \qquad (3)$$

Подставляя (1) в (3), получаем , что

$$q = \frac{\lambda\alpha_1\alpha(T_0 - T_1)}{\lambda\alpha_1 + h\alpha_1\alpha + \alpha\lambda}. \qquad (4)$$

Из уравнения (4) можно найти выражение для температуры на поверхности трубы в ее верхней части:

$$T_1' = \frac{a\alpha_1\alpha(T_0 - T_1)}{(\lambda\alpha_1 + h\alpha_1\alpha + \alpha\lambda)}, \qquad (5)$$

где a – температуропроводность материала трубы.

Аналогическим способом можно получить выражение для температуры в нижней части трубы:

$$T_2' = \frac{a\alpha_2\alpha(T_0 - T_2)}{(\lambda\alpha_2 + h\alpha_2\alpha + \alpha\lambda)}. \qquad (6)$$

Для проведения расчетов с помощью формул (5) и (6) использовались справочные значения о теплопроводности [4] для материала трубопровода – $\lambda_1 = 86{,}5$ В/мК, газа – $\lambda_3 = 34{,}2 \cdot 10^{-3}$ В/мК и конденсата – $\lambda_2 = 34{,}2 \cdot 10^{-3}$ В/мК.

Значения температур T_0 и T_1 были заданны согласно условиям проведения эксперимента: T_0=14°С, T_1=16°С. Поскольку температура конденсата T_2 неизвестна, использовалось допущение, что T_2 близка к температуре окружающей среды (теплообмен между газом и конденсатом не учитывался), однако для проверки этого допущения значение T_2 варьировалось в пределах $T_1 >> T_2 > T_0$. Кроме того, для оценки влияния температуры окружающей среды T_0, ее значение тоже варьировалось.

Результаты расчета температурного перепада $\Delta T = T_1 - T'_2$ на поверхности трубы при неизменной температуре газа (T_1 = 16°С) приведены в табл. 1.

Таблица 1 - Результаты математического моделирования

№ варианта	Вводимые данные		результат
	T_0, °С	T_2, °С	ΔT, °С
1	14	14	0,7
2	14	15	0,5
3	0	0	9,3
4	0	5	7,5
5	-10	-10	12,2
6	-10	0	8,7

Как видно из табл. 1, результат расчетов по 1-му варианту, соответствующему условиям проведения эксперимента, близок к экспериментальному значению ΔT = 0,6 °С.

Из этого следует, что обнаруженная неравномерность температурного поля на поверхности трубы действительно вызвана наличием конденсата. Из сравнения приведенных в табл. 1 вариантов также следует, что при понижении температуры окружающей среды T_0 возрастает температурный контраст ΔT, вызванный наличием конденсата.

ВЫВОДЫ

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

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.

Для получения более точной оценки уровня конденсата в трубе термографическим методом необходима доработка предложенной теплофизической модели в направлении учета в ней между теплообмена между движущемся потоком газа и конденсатом.

1. Кацов И.И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах / И.И.Кацов. – 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 / А.В. Лыков. – М.: Высшая школа. – 1967. – 599с. 4. Физические величины: справочник / [под ред. И.С. Григорьева, Е.З. Михайлова]. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 1232 с.

Поступила в редакцію 06.11.2009р.

Рекомендував до друку докт. техн. наук, проф. Филипенко О.І.