

Алгоритм определения локальных утечек в трубопроводных сетях транспорта углеводородов

Научный руководитель – Идармачев Шамиль Гасанович

Агаларов Заки Агаларович

Сотрудник

Институт геологии Дагестанского научного центра РАН, Махачкала, Россия

E-mail: mmaggalife@gmail.com

Разработка оперативной системы обнаружения утечек (СОУ), возникающих при авариях и др. повреждениях в нефтегазовых трубопроводных (ТП) сетях, является актуальной задачей для экологической безопасности ТП сетей и для экономики всего топливно-энергетического комплекса (ТЭК) Российской Федерации. Трубопроводная нефтегазовая сеть проложена в различных инженерно-геологических, топографических и климатических условиях РФ и оснащена автоматикой, компьютерами и др. техникой для контроля, сбора, хранения и передачи информации. В [n2, n3] дан анализ и сравнение известных СОУ. В данной работе рассматривается дистанционный метод определения места локальной утечки (повреждения) на основе уравнений Навье-Стокса, непрерывности и δ -источника (утечки) для течения вязкой и сжимаемой жидкости: $U_t + U d_x U + d_x P / \rho = \tau_h$ (1), $(\rho U)_t + \text{div}(\rho U) = -M_\xi \delta(x-\xi) / S$ (2)

Здесь P -давление, U -средняя скорость движения флюида, S -площадь поперечного сечения ТП, $\delta(x)$ -дельта функция Дирака, $\tau_h = 4\epsilon_m / \rho d$, $\epsilon_m = -8\mu U / d$ - касательное напряжения на стенке ТП (закон трения Ньютона) см. [n1], M_ξ - массовый расход на утечку (сток) за ед. времени, μ - коэффициент вязкости флюида (жидкости), d и l - диаметр и длина ТП. Нелинейная модель (1-2) описывает нестационарные режимы работы ТП. Известно, что через определенное время после разрыва в ТП устанавливается стационарный режим течения с учетом расхода на утечку. В этом режиме временные производные исчезают и интегрированием системы (1-2) с учетом свойств δ - функции, ГУ на разрыве и уравнения состояния флюида $\rho = \rho_a \exp[\beta(P - P_a)]$ (β - коэффициент объемного сжатия жидкости) мы получаем формулы для массового расхода на утечку и для координаты локальной утечки в ТП:

$$M_\xi = M_0 - M_1 \quad (3), \quad \xi = (P_0 - P_1 - R_0 l) / (R_0 + R_1) \quad (4)$$

$$\text{где } R_i = 8\pi\mu / M_i (\rho \delta_i - \beta), \quad \delta_i = (M_i / S)^2, \quad i=0,1$$

Таким образом, получив данные датчиков -контролеров о параметрах течения флюида до и после разрыва на контрольном участке ТП, формулы (3) и (4) позволяют оперативно (дистанционно) определить координату точки разрыва и массовый расход флюида на утечку в ТП.

Источники и литература

- 1) Гамзаев Х. М., Ширинов К. Ф. К определению коэффициента гидравлического сопротивления // Изв. НАН Азербайджана. Сер. Физ.-тех. Мат. наук. – 1998. – Т. XVIII, № 6. – С. 143–146.
- 2) Гольянов, А. А. Анализ методов обнаружения утечек на нефтепроводах. // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2002. – № 10. – С. 5-14
- 3) Пачковский В.И., Гуров Н.А. Геолокационный метод контроля трубопровода. // “Трубопроводный транспорт углеводородов” –2002. – С. 151–156