

УДК 622.692.4.004.64

О ПОВЫШЕНИИ ТОЧНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА

Султанов Р.Г., Уразов Р.Г., Мугафаров М.Ф.

*Ишимбайский филиал Уфимского государственного
авиационного технического университета, г. Ишимбай
e-mail: sultanov.rif@rambler.ru*

Аннотация. В статье показано, что скорость прохождения сигнала импульса давления в широко распространенном способе определения места негерметичности методом отрицательной ударной волны зависит от температурной неоднородности трассы трубопровода, которая возникает при пересечении трубопроводом оврагов, водных преград.

Составленная математическая модель температурного поля трассы с учетом неравномерности теплообмена грунта со стенкой газопровода позволяет более точно определить координату установки датчика повреждения трубопровода.

Предложенная конструкция дифференциальных высокочувствительных датчиков повреждения трубопровода дает возможность устанавливать их значительно реже по трассе трубопровода, используя для этого существующие крановые узлы.

Ключевые слова: негерметичность, скорость сигнала, температурная неоднородность, теплообмен, запаздывание, датчик, мембрана, дроссель, пьезоэлемент, микроконтроллер

Из всего многообразия методов определения места негерметичности контролируемого участка трубопроводной системы на сегодняшний день самым распространенным является метод отрицательной ударной волны, с помощью которого ежегодно обнаруживают сотни несанкционированных врезок и сквозных повреждений трубопроводов [1].

При известных преимуществах применения данного метода на магистральных трубопроводах как-то: непрерывный мониторинг состояния трубопроводной системы, высокая точность и оперативность получаемой информации при простоте алгоритма и относительно невысокой стоимости ее получения, метод не свободен и от недостатков. Одним из главных недостатков является реагирование метода на всевозможные технологические переключения, приводящие к ложному срабатыванию установленных по трассе датчиков. Этот недостаток устраним при осуществлении непрерывного мониторинга технологического процесса перекачки, что находит в настоящее время все более широкое применение. Кроме того, использование данного метода на промысловых трубопроводах, из-за расслоенного или пробкового течения перекачиваемой среды, приводит к ослаблению прохождения сигнала и снижению чувствительности [1, 2]. На магистральных трубопроводах, особенно газопроводах, как магистральных, так и распределительных, такого

эффекта не наблюдается, и метод может быть успешно использован для определения места сквозного повреждения данных трубопроводов.

Основным же недостатком существующих методов определения мест негерметичности с использованием измерения разности прихода сигналов в контрольные точки следует считать зависимость точности методов от точности определяемой скорости прохождения сигнала по длине трубопровода. Известно, что скорость прохождения сигнала (например, отрицательной ударной волны) зависит от температуры перекачиваемой среды, которая без учета влияния режимов перекачки на величину скорости будет полностью зависеть от процессов теплообмена трубопровода с грунтом.

Магистральные трубопроводы имеют большую протяженность, пересекают многочисленные овраги и водные преграды, которые иногда бывают достаточно протяженными, и температурные поля которых оказывают воздействие на температуру перекачиваемой среды. Имеются также участки открытой прокладки трубопроводов [3]. В стесненных условиях населенных пунктов газопроводы, например, прокладываются в нормативной близости от теплотрасс, трубопроводов водоснабжения, а также зачастую пересекают их; широко применяется способ комбинированной укладки газопроводов, когда отдельные участки распределительных газовых сетей уложены воздушно и подземно.

Происходит нагрев (охлаждение) перекачиваемого продукта в указанных зонах, и температура продукта существенно отличается от температуры перед и за участками с температурной неоднородностью, в результате чего меняется и скорость V прохождения волн возмущения

$$V = \sqrt{\frac{\gamma RT}{M}}, \quad (1)$$

где $\gamma = C_p/C_v$ – отношение теплоемкостей газа при постоянном давлении C_p и постоянном объеме C_v ;

R – газовая постоянная;

M – молярная масса газа.

Известно также, что скорость прохождения звуковой волны V как в жидкости, так и в газе зависит от температуры среды

$$V = V_0 + \alpha \Delta t, \quad (2)$$

где: V_0 – скорость прохождения звуковой волны в среде при начальной температуре T , м/с;

Δt – отклонение температуры среды от начальной T , град;

α – температурный коэффициент, м / сек град.

Учитывая, что величина температуры перекачиваемого продукта зависит от координаты трубопровода – места установки датчика, реагирующего на волны возмущения в трубопроводе, то и определяемая скорость прохождения волны возмущения также будет зависеть от координаты установки датчика [5]. Таким обра-

зом, координата установки датчика на газопроводе будет оказывать существенное влияние на точность определения места возникшей негерметичности. С целью определения координат мест установки датчиков составлена математическую модель температурного поля трассы трубопровода с учетом мест температурной неоднородности.

При математическом моделировании потока за основу приняты следующие допущения: течение в канале квазиустановившееся; трубопровод ориентирован строго горизонтально, влиянием силы тяжести газа по сечению трубы пренебрегаем. Ось Z направим по течению газа, ее начало совпадает с входным сечением трубопровода [4].

Расход газа m_g по длине трубопровода считается постоянным:

$$m_g = \rho_g w_g S, \quad S = \pi a^2, \quad (3)$$

где ρ_g и w_g – плотность и скорость газа в трубопроводе; S и a – площадь и радиус сечения трубопровода.

Уравнение состояния газа

$$P = Z_g \rho_g R_g T_g, \quad (4)$$

где Z_g – коэффициент сжимаемости, учитывающий реальные свойства газа. Его можно определить из уравнения Латонова-Гуревича [1]:

$$Z_g = \left(0,17376 \ln \left(\frac{T}{T_c} \right) + 0,73 \right)^{\frac{p}{p_c}} + 0,1 \frac{p}{p_c}.$$

Уравнение импульсов запишем в виде

$$m_g \frac{dw_g}{dz} = -S \frac{dp}{dz} - f, \quad (5)$$

$$f = 2\pi a \tau, \quad \tau = \lambda \frac{\rho_g w_g^2}{8},$$

где p – давление; f – сила гидравлического трения, отнесенные на единицу длины трубопровода.

Зависимость коэффициента гидравлического сопротивления λ от числа Рейнольдса определяется

$$\lambda = (1,8 \lg Re - 1,5)^{-0,5}, \quad Re = 2 a \rho_g w_g / \mu_g.$$

Уравнение изменения температуры вдоль трубопровода с учетом теплопередачи будет

$$m_g c_g \frac{dT_g}{dz} = \frac{m_g dp}{\rho_g dz} - Q_{g\sigma}, \quad Q_{g\sigma} = 2 a \pi q_{g\sigma}. \quad (6)$$

Здесь c_g – удельные теплоемкость газа при постоянном давлении; $q_{g\sigma}$ – интенсивность теплопередачи от газового потока к стенке трубопровода, отнесенная к единице площади стенки трубы.

При эксплуатации трубопроводов происходит их тепловое взаимодействие с окружающей породой, что сопровождается нагревом (охлаждением) перекачи-

ваемого продукта близлежащим слоем грунта [3, 4, 8]. Для описания внешнего теплообмена трубопровода в общем случае необходимо решить задачу теплопроводности в грунте. Соотношения, описывающие внешнюю тепловую задачу, записываются в виде

$$\begin{aligned} \frac{dT_G}{dt} &= \chi \left(\frac{\partial^2 T_G}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_G}{\partial r} \right), \quad t > 0, \quad r > a_2, \\ -\lambda_G \frac{dT_G}{dr} &= \alpha_{\sigma G} (T_\sigma - T_G), \quad t > 0, \quad r = a_2, \\ \frac{dT_G}{dt} &= 0, \quad t > 0, \quad r \rightarrow \infty, \\ T_G = T_{G0} &= 0, \quad t > 0, \quad r = 0. \end{aligned} \quad (7),$$

Здесь a_2 – внешний радиус трубопровода (с учетом изоляции); T_G , $\chi = \lambda_G / c_G \rho_G$, λ_G , ρ_G и c_G – температура, коэффициенты температуро- и теплопроводности, плотность и удельная теплоемкость грунта, соответственно.

Таким образом, получена математическая модель в виде системы дифференциальных уравнений, описывающей течение природного газа в трубопроводе с учетом теплового взаимодействия с окружающим грунтом. Система уравнений решена численным способом. Для этого были определены граничные условия, а именно, при известном расходе заданы температура T_0 и давление p_0 на входе, т.е. к нахождению $p(z)$ и $T(z)$ и сводится решение задачи.

Расчеты проводились для трубопровода длиной 10 км, с входным давлением 3, 2 МПа, температурой окружающего грунта -23 °С, на участке от 3 до 6 км имеется температурная неоднородность (-4 °С).

Пунктирная линия на рис. 1а показывает изменение скорости по длине, она построена по известным двум значениям скорости в месте установки датчиков. Пунктирная линия на рис. 1б показывает изменение температуры грунта в зоне температурной неоднородности.

Датчики устанавливаются на концах контролируемого участка трубопровода. Кроме того, устанавливают датчики до и после мест значительных изменений температуры, что позволяет, зная координаты установки датчиков по трассе трубопровода и вводя соответствующие поправки, существенно повысить точность определения момента и места повреждения трубопровода.

При нарушении герметичности трубопровода возникает отрицательная ударная волна, которая распространяется в обе стороны от места порыва с неизвестной скоростью. Эти сигналы улавливаются датчиками повреждения трубопровода, установленными непосредственно на потоке, что позволяет существенно повысить чувствительность системы мониторинга состояния контролируемого участка трубопровода.

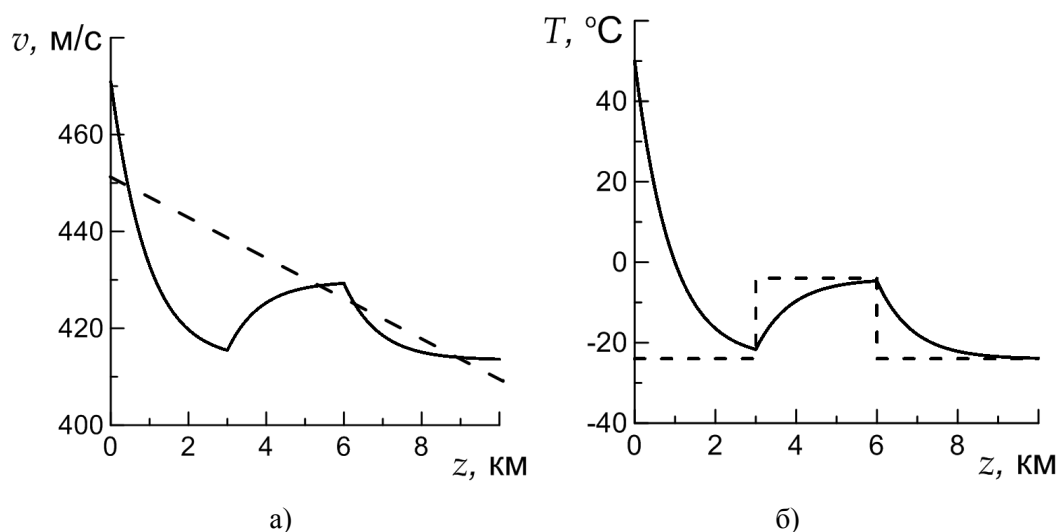


Рис. 1. Графики изменения скорости сигнала возмущения и температуры грунта

Конструктивно чувствительный элемент датчика выполнен в виде мембраны с закрепленным на ней пьезоэлементом, мембрана размещена в глухом патрубке за запорным органом, присоединяемым к контролируемому участку трубопровода, и образует две полости, сообщающиеся между собой регулируемым дросселем [6].

В контролируемый трубопровод 1 (рис. 2) вваривается патрубок (штуцер) 2, к которому крепится запорный узел 3 с глухим патрубком 4 в виде сферической или цилиндрической заглушки. Между запорным узлом 3 и глухим патрубком 4 располагают мембрану 5 с закрепленным пьезоэлементом 6 таким образом, что мембрана делит пространство между запорным органом и глухим патрубком на две полости 7 и 8, которые сообщаются между собой регулируемым дросселем 9 в виде кольцевого зазора, образованного отверстием мембраны 5 и боковой поверхностью конуса 10.

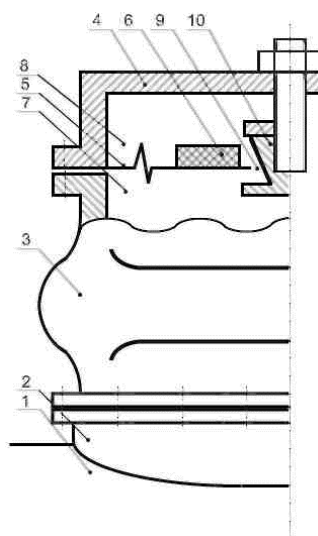


Рис. 2. Датчик повреждения трубопровода

Наличие дросселя позволяет уравнивать давление в полостях 7 и 8, что предотвращает пластическую деформацию мембраны и позволяет регулировать при помощи конуса 10 чувствительность датчика в зависимости от координаты его установки и состояния трубопровода.

В момент порыва трубопровода возникает волна возмущения, которая, распространяясь в обе стороны по трубопроводу, достигает датчика и прогибает мембрану 5. Пьезоэлемент 6, деформируясь, образует на своих поверхностях импульс напряжения, который поступает на микроконтроллер.

Изменяя положение конуса 10 относительно мембраны 5, можно регулировать площадь кольцевого сечения дросселя и тем самым – чувствительность датчика, а упорами конуса предотвращать повреждение мембраны.

Из-за наличия зазора дросселя датчик не реагирует на низкочастотные, медленно изменяющиеся возмущения, характерные для такой инерционной гидравлической системы, какой является трубопровод, и возникающие при различных изменениях режима перекачки. Тем самым, датчик повреждения способен улавливать резко изменяющиеся сигналы и в то же время имеющие незначительную амплитуду, т.к. по принципу действия он относится к дифференциальным датчикам, т.е. при отсутствии сигнала, давление в полостях 7 и 8 равны, а при поступлении сигнала, из-за наличия кольцевого зазора, давление в полостях не успевает выровняться и происходит значительное отклонение мембраны от первоначального положения (состояния покоя). В результате чего, при механическом воздействии мембраны на пьезоэлемент, на последнем также возникает значительный по амплитуде электрический сигнал, который передается на вход микроконтроллера, установленного на контролируемом пункте (КП) системы телемеханики.

Контролируемые пункты системы телемеханики, при получении сигналов от пьезоэлементов, усиливают их, а на диспетчерский пункт посылают только адресный сигнал в число-импульсном коде с избыточностью, достаточной для обеспечения помехоустойчивости. На диспетчерском пункте происходит измерение запаздывания прихода сигнала от самого близко расположенного датчика к повреждению к более удаленным. Процессор вычисляет скорость прохождения сигнала в районе повреждения и определяет его местонахождение.

Использование математической модели неоднородного температурного поля трубопровода, с целью определения мест установки датчиков, позволяет существенно повысить точность определения места повреждения контролируемого участка трубопроводной системы

Установка дифференциального датчика повреждения трубопровода непосредственно на трубопровод (на потоке) значительно повышает чувствительность системы обнаружения мест повреждений трубопровода и позволяет производить мониторинг состояния подземного сооружения.

Высокая чувствительность дифференциальных датчиков повреждения на потоке позволяет устанавливать их на более удаленном расстоянии друг от друга, а принцип действия датчиков обеспечивает более успешное их использование даже на промысловых нефтепроводах.

Для монтажа датчиков достаточно воспользоваться имеющимися крановыми узлами, дрипами, конденсатосборниками, пробоотборниками и т.п., имеющими штуцеры для манометров.

В связи с тем, что повреждения подводных переходов приносят наибольший вред экологической обстановке не только региона, где произошел порыв, но и расположенным иногда значительно ниже по течению реки, и что ремонт поврежденных подводных трубопроводов является наиболее затратным и трудоемким видом ремонта, то и конструкция подводного перехода должна предусматривать повышенную надежность и обязательный контроль за герметичностью перехода, другими словами, необходимо предусматривать установку предлагаемых датчиков повреждения на потоке на границах температурной неоднородности, какими, в частности, являются подводные переходы, в связи с чем предлагается внести дополнение в РД 51-2-95 «Регламент выполнения экологических требований при размещении, проектировании, строительстве и эксплуатации подводных переходов магистральных газопроводов» [7].

Литература

1. Кутуков С.Е. Проблема повышения чувствительности, надежности и быстродействия систем обнаружения утечек в трубопроводах // Нефтегазовое дело. 2004. Том 2. № 1. С. 29 - 45. URL: <http://www.ngdelo.ru/2004/29-45.pdf>
2. Ишмухаметов И.Т., Исаев С.Л., Лурье М.В., Макаров С.П. Трубопроводный транспорт нефтепродуктов. М: Нефть и газ, 1999. 300 с.
3. Дубина М.М., Красовицкий Б.А., Лозовский А.С., Попов Ф.С. Тепловое и механическое взаимодействие инженерных сооружений с мерзлыми грунтами. Новосибирск: Наука, 1977. 144 с.
4. Васильев В.И., Попов В.В., Тимофеева Т.С. Вычислительные методы в разработке месторождений нефти и газа. Новосибирск, Изд-во СО РАН, 2000. 127 с.
5. Патент № 2460009 RU. МПК F17D5/02, F17D5/06. Способ определения момента и места повреждения трубопровода / Султанов Р.Г., Яруллин Ч.А., Запасной Н.В., Мугафаров М.Ф., Мухаметшин С.М., Уразов Р.Р., Кортишко А.Н. RU; Заявл. 16.05.2011. Оpubл. 27.08.2012;

6. Патент на полезную модель № 114365 RU. МПК G01M3/00. Датчик повреждения трубопровода / Султанов Р.Г., Яруллин Ч.А., Запасной Н.В., Лазарев Р.А., Файзулин Р.Н. Заявлено 16.05.2011; Опубл. 20.03.2012; Бюл. № 8.

7. РД 51-2-95. Регламент выполнения экологических требований при размещении, проектировании, строительстве и эксплуатации подводных переходов магистральных газопроводов. М.: ВНИИСТ, 1995.

8. Goodman J. The heat balance integral and its application to problems involving change of phase // Trans. ASME J. Heat. Transfer. 1958. Volume 80. PP. 335 - 442.

ABOUT THE RISE OF ACCURACY OF THE PIPELINE DAMAGE LOCATION

R.G. Sultanov, R.R. Urazov, M.F. Mugafarov
Ishimbay Branch of Ufa State Aviation Technical University
Ishimbay, Russia, e-mail: sultanov.rif@rambler.ru

Abstract. *This article shows that the passage speed of impulse pressure signal in the widespread method of the determination of leaks place by a method of negative impact wave depends on the temperature inhomogeneity of the pipeline route which rises when a pipeline crosses the ravine and water obstacles.*

The given mathematical model for temperature field of the route including irregularity of the heat exchange of the ground with the gas pipeline walls let us more accurately to determine the coordinates for pipeline damage transducer installation .

The advanced construction of the differential high sensitive pipeline damage transducers gives us opportunity to install them more rarely along the pipeline route, and using for its installation existing crane units.

Keywords: *untightness, signal speed, temperature inhomogeneity, heat exchange, delay, transducer, membrane, constriction, piezoelement, microcontroller*

References

1. Kutukov S.E. Problema povysheniya chuvstvitel'nosti, nadezhnosti i bystrodeistviya sistem obnaruzheniya utechek v truboprovodakh (Improvement in pipeline leak detection system's responsiveness, robustness and rapidity), *Neftegazovoe delo – Oil and Gas Business*, 2004, Volume 2, Issue 1, pp. 29 - 45.
URL: <http://www.ngdelo.ru/2004/29-45.pdf>
2. Ishmukhametov I.T., Isaev S.L., Lur'e M.V., Makarov S.P. Truboprovodnyi transport nefteproduktov (Oil products pipeline transport). Moscow, Neft i gaz, 1999. 300 p.
3. Dubina M.M., Krasovitskii B.A., Lozovskii A.S., Popov F.S. Teplovoe i mekhanicheskoe vzaimodeistvie inzhenernykh sooruzhenii s merzlymi gruntami (Thermal and mechanical interaction of engineering structures with frozen soils). Novosibirsk, Nauka, 1977. 144 p.
4. Vasil'ev V.I., Popov V.V., Timofeeva T.S. Vychislitel'nye metody v razrabotke mestorozhdenii nefti i gaza (Computational methods in oil and gas field development). Novosibirsk, SO RAN, 2000. 127 p.
5. Patent № 2460009 RU. IPC F17D5/02, F17D5/06. The method for determining the time and place of pipeline damage / Sultanov R.G., Yarullin Ch.A., Zapasnoi N.V., Mugafarov M.F., Mukhametshin S.M., Urazov R.R., Kortishko A.N. RU; Appl. 16.05.2011. Publ. 27.08.2012;

6. Utility model patent № 114365 RU. IPC G01M3/00. Pipeline damage sensor / Sultanov R.G., Yarullin Ch.A., Zapasnoi N.V., Lazarev R.A., Faizulin R.N. Appl. 16.05.2011; Publ. 20.03.2012.

7. RD 51-2-95. Reglament vypolneniya ekologicheskikh trebovaniy pri razmeshchenii, proektirovaniy, stroitel'stve i ekspluatatsii podvodnykh perekhodov magistral'nykh gazoprovodov (Procedures for ensuring compliance with environmental requirements for site selection, planning, construction and operation of underwater river crossings of main gas pipelines). Moscow, VNIIST, 1995.

8. Goodman J. The heat balance integral and its application to problems involving change of phase, *Trans. ASME J. Heat. Transfer*, 1958, Volume 80, pp. 335 - 442.