

IV. ДИАГНОСТИКА ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

УДК 681.586

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА УРОВНЯ ЖИДКОСТИ В ПОЛОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ

Р. Ю. Банахевич, О. М. Карпаш, И. В. Рибицкий, А. В. Яворский
*Ивано-Франковский национальный технический университет
нефти и газа, г. Ивано-Франковск, Украина*

Задача обеспечения высокоэффективного функционирования газотранспортной системы является чрезвычайно сложной и должна учитывать много различных факторов и влияний. Одним из факторов, снижающих эффективность функционирования системы, несмотря на существующие системы осушки природного газа, является наличие влаги в транспортированном продукте.

При эксплуатации газопроводов наличие влаги в транспортированном продукте существенно затрудняет нормальный режим их работы, увеличивает сероводородную коррозию (рис. 1), ухудшает качественные показатели природного газа и т.п. [1]



Рис. 1. Коррозионные повреждения внутренней поверхности газопровода

Наиболее эффективным направлением в решении задач эксплуатационной надежности и эффективности работы трубопроводных систем является использование систем мониторинга состояния трубопровода, в том числе определение наличия и уровня жидкости в газопроводе.

Анализ проблемы определения мест скопления жидкости и уровня конденсата в газопроводах показал, что в настоящее время не существует приборов или систем, которые бы давали возможность решить данную проблему. Наличие мест скопления конденсата в полости трубопровода на участке определяется ростом входного и выходного давлений. Однако способность конденсата мигрировать по полости трубопровода не позволяет точно определить место скопления жидкости и ее уровень.

Для решения данной проблемы была разработана система измерения уровня жидкости в полостях газопровода, состоящая из акустического блока 1, который устанавливается на газопроводе 2, и измерительного блока 3 (рис. 2). Кабель акустического блока 4 выводится в колонку электрохимической защиты 5 и соединяется с измерительным блоком посредством кабеля измерительного блока 6 через соединитель 7, который монтируется в стенку колонки электрохимической защиты. Устройство акустического блока 1 изображено на рис. 3.

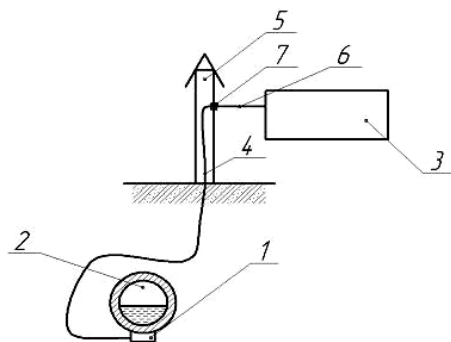


Рис. 2. Реализация системы для измерения уровня жидкости в действующих газопроводах

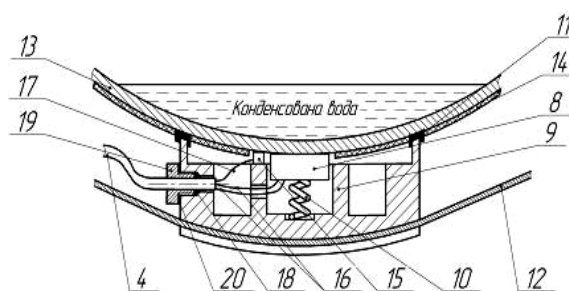


Рис. 3. Устройство акустического блока

Ультразвуковой пьезоэлектрический преобразователь 8 расположен в корпусе 9 и подпружинен пружиной 10. Корпус оснащен уплотнительной резиновой манжетой 11. С помощью хомута 12 и затягивающего устройства реализуется надежное крепление корпуса на стенке 13 трубы газопровода 2, защищенного изоляцией 14. Датчик температуры 15 располагается в корпусе ультразвукового пьезоэлектрического преобразователя и контактирует с внешней поверхностью стенки газопровода 1. Два соединительных проводника 16 ультразвукового пьезоэлектрического преобразователя и проводник 17 датчика температуры сходятся в кабель акустического блока 4. Герметизация зазора в корпусе для выхода кабеля акустического блока осуществляется резиновой шайбой и штуцером 18. Резиновая прокладка 20, расположенная между штуцером и корпусом, обеспечивает надежную герметизацию акустического блока. Акустический блок крепится к наружной поверхности трубы газопровода в месте наиболее вероятного сбора воды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Анализ современного состояния исследований надежности магистральных нефтегазопроводов и причин и условий их отказа [Текст] / Я. Семчук, Р. Н. Говдяк, Г. Н. Кривенко, Я. Н. Дрогомирецкий // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2001. – № 38. – С. 159 – 166.