

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ РОЛИКОВОГО МНОГОЭЛЕМЕНТНОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ НА ФАЗИРОВАННЫХ РЕШЕТКАХ ДЛЯ ОЦЕНКИ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ ТРУБОПРОВОДА

© 2023 г. А.В. Катташева^{1,*}, Р.К. Вагапов^{2,**}, И.А. Ридель^{1,***}, Д.С. Кирпиченко^{1,****},
О.Ю. Манихин^{1,*****}

¹ООО «Газпром добыча Ноябрьск», Россия 629806 ЯНАО, Ноябрьск, ул. Республики, 20

²ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Россия 142717 Московская обл, г.о. Ленинский, пос. Развилка,
ул. Газовиков, 15, стр. 1

E-mail: *kattasheva.av@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru; **r_vagapov@vniigaz.gazprom.ru;

ridel@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru; *kirpichenko.ds@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru; *****manihin.oyu@
noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

Поступила в редакцию 11.05.2023; после доработки 28.06.2023

Принята к публикации 04.09.2023

Проведено сканирование роликовым многоэлементным преобразователем на фазированных решетках подземных газопроводов без снятия ленточного изоляционного покрытия с целью определения толщины стенки трубы.

Ключевые слова: газопровод, внутренняя коррозия, дефектоскопия, датчик, фазированные решетки, ультразвуковая толщинометрия.

EXPERIENCE IN THE USE OF A ROLLER MULTI-ELEMENT PHASED ARRAY TRANSDUCER FOR ESTIMATING THE THICKNESS OF THE PIPELINE WALL

A.V. Kattasheva^{1,*}, R.K. Vagapov^{2,**}, I.A. Ridel^{1,***}, D.S. Kirpichenko^{1,****}, O.Yu. Manihin^{1,*****}

¹Gazprom dobycha Noyabrsk LLC, Respublika st. 20, Noyabrsk, Yamal-Nenets Autonomous Okrug, 629806

²Gazprom VNIIGAZ LLC, 15 Gazovikov St., bld. 1, Razvilka, Leninsky municip., Moscow region, 142717

E-mail: *kattasheva.av@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru; **r_vagapov@vniigaz.gazprom.ru;

ridel@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru; *kirpichenko.ds@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru; *****manihin.oyu@
noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

Scanning with a roller multi-element transducer on phased arrays of underground gas pipelines without removing the tape insulating coating was carried out in order to determine the thickness of the pipe wall

Keywords: gas pipeline, internal corrosion, nondestructive testing, sensor, phased array, ultrasonic thickness measurement.

DOI: 10.31857/S0130308223110064, EDN: ХВЕКСВ

ВВЕДЕНИЕ

Для многих газовых месторождений в России характерно присутствие в добываемой среде коррозионно-агрессивного CO₂, что приводит к развитию локальных дефектов на внутренней стороне газопроводов [1]. Объектом, для которого проводятся данные исследования, является имеющее стратегическое значение в энергетической системе РФ Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение (ЧНГКМ). Исследования, направленные на обеспечение безопасной эксплуатации, имеют важный характер для ЧНГКМ, т.к. оно в настоящий момент является основной ресурсной базой для газопровода «Сила Сибири». Полученные результаты смогут быть распространены и на другие объекты.

Для контроля технического состояния газопроводов в агрессивных условиях используются различные (интрузивные и неинтрузивные) методы коррозионного мониторинга, в том числе и диагностические обследования. Одним из наиболее применяемых и рациональных методов определения толщины стенки трубы является ультразвуковая толщинометрия (УЗТ) [2, 3]. Однако большинство исследований по диагностике нефтегазовых объектов преимущественно посвящено протеканию коррозионных процессов в нефтепроводах [4], которые отличаются от газопроводов как эксплуатационной средой, так и особенностями протекания внутренней коррозии [1].

В связи с этим представляется актуальным и важным для условий ЧНГКМ апробация способа проведения сплошного сканирования ультразвуковым методом основного металла подземных

газопроводов (без необходимости снятия ленточного изоляционного покрытия) с целью определения толщины стенки трубы и наличия коррозионных повреждений.

УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для реализации поставленной задачи нами использовалась система ультразвукового контроля одного из производителей таких приборов в комплектации с ультразвуковым роликовым датчиком, матрица которого состоит из 64 элементов (рис. 1).



Рис. 1. Роликовый фазированный датчик с матрицей на 64 элемента.

Ультразвуковой роликовый датчик на фазированных решетках является наиболее эффективным решением для сканирования основного металла газопроводов. Ролик обеспечивает разрешение вблизи поверхности контроля в 1 мм при использовании фазированной решетки 5 МГц. Акустический импеданс роликовых пьезоэлектрических преобразователей, как правило, слабо отличается от акустического сопротивления воды и формирует ультразвуковые сигналы высокого качества. Конструктивно роликовый датчик представляет собой фазированную многоэлементную матрицу, расположенную внутри вращающегося вокруг пьезоэлектрического элемента резинового барабана. Для обеспечения прохождения ультразвуковых лучей барабан заполняется водой или, в случае проведения работ в отрицательные температуры, пропиленгликолем. Материал резины барабана акустически выбран таким образом, чтобы обеспечивать необходимое соотношение «сигнал/шум». Регулировочная ось наклона датчика позволяет контролировать как выпуклую, так и вогнутую поверхность.

Сплошное сканирование проводилось в следующей последовательности:

1. Роликовый датчик устанавливался на трубопровод, дефектоскоп приводился в начальное состояние (обнуление координат и памяти данных прибора).
2. Затем сканирование путем прокатки датчика по всей окружности трубопровода (с подачей контактной жидкости).

ПРИМЕР СКАНИРОВАНИЯ ОКРУЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДА

На А-скане мы получаем 4 сигнала: 1) сигнал от границы раздела между шиной ролика и поверхностью изоляции; 2) сигнал от границы раздела изоляции и основного металла; 3) сигнал от донной поверхности; 4) второй сигнал от донной поверхности (рис. 2). На L-скане наглядно просматриваются вышеперечисленные сигналы. Поскольку скорость звука в покрытии неизвестна, то остаточная толщина определяется между двумя донными сигналами. Измерение толщины основного металла на А-скане проводится по разнице между показаниями стробов № 1 и № 2 на сигналах от первой и второй донных поверхностей.

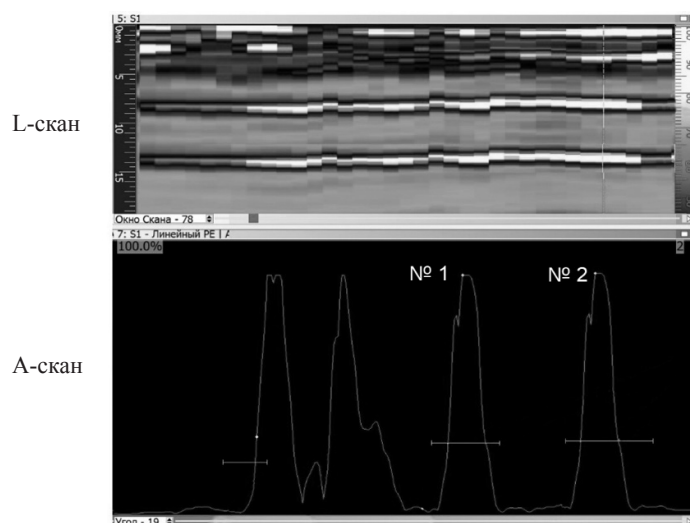


Рис. 2. Визуализация ультразвуковых данных контроля.

При применении данной методики были выявлены определенные ограничения. Например, при контроле через ленточное покрытие газопроводов необходимо, чтобы через материал проходила ультразвуковая волна. Адгезия покрытия должна обеспечивать хороший акустический контакт, места с недостаточной адгезией требуют снятия покрытия.

ВЫВОДЫ

Первые результаты показали, что с помощью данной методики можно достаточно эффективно выполнять задачи оценки толщины стенки трубы при коррозионном мониторинге, контролируя объекты большой площади и анализируя данные с высокой производительностью. Работы по адаптации предложенного метода УЗТ для коррозионного мониторинга при оценке состояния газопроводов на ЧНГКМ будут продолжены.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ваганов Р.К., Ибатуллин К.А. Оценка локальных дефектов на внутренней поверхности газопроводов, транспортирующих CO_2 -содержащую продукцию // Дефектоскопия. 2022. № 10. С. 49—56. DOI: 10.31857/S0130308222100050
2. Суфиев А.М., Мавлютов Р.Ф., Шиманаев М.А. Практика обследования переходов трубопроводов через естественные и искусственные преграды с применением технологии направленных ультразвуковых волн // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2023. № 2. С. 22—25.
3. Муравьева О.В., Муравьев В.В., Синцов М.А., Волкова Л.В. Выявляемость дефектов муфт насосно-компрессорных труб магнитным, вихретоковым и ультразвуковым многократно-теневым методами контроля // Дефектоскопия. 2022. № 4. С. 14—25. DOI: 10.31857/S0130308222040029
4. Киченко А.Б. Мониторинг внутренней коррозии в нефтесборных трубопроводах компании «Салым Петролеум Девелопмент» // Практика противокоррозионной защиты. 2015. № 4. С. 8—30.