

На стенде установлено, что внутритрубный дефектоскоп позволяет выявлять коррозионные нарушения размером более 5 мм и трещины с раскрытием более 30 мкм при толщине стенки трубопровода 20 мм и менее на глубине до 20 мм. Полученные результаты близки к результатам фирмы РОЗЕН.

Внутритрубная магнитная диагностика, по нашему мнению является в настоящее время наиболее простым и эффективным методом анализа технического состояния распределительных стальных подземных и подводных трубопроводов. Недостатком этого метода является отсутствие возможности определять состояние изоляции.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Абакумов, А. А. Магнитная диагностика газонефтепроводов / А. А. Абакумов, А. А. Абакумов (мл.). – М. : Энергоатомиздат, 2001.– 432 с.
2. Абакумов, А. А. Принципы построения внутритрубных магнитных интроскопов для сплошной диагностики трубопроводов тепловых сетей / А. А. Абакумов // Новости теплоснабжения.

**УДК 622.692.4:550/832**

### **ДИСТАНЦИОННАЯ ДИАГНОСТИКА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

**Е. И. Крапивский**

*Санкт-Петербургский государственный горный университет,  
г. Санкт-Петербург, Российская Федерация*

В России имеется свыше 500 тыс. км стальных распределительных трубопроводов. Многие из них исчерпали свой срок службы. Диагностике стальных магистральных трубопроводов в России уделяется большое внимание. Однако диагностике распределительных трубопроводов, особенно подводных переходов через водные преграды стало уделяться значительное внимание только в последнее время. С годами внешняя изоляция большинства распределительных трубопроводов пришла в негодность и не защищает их металлическую поверхность от коррозии. Многие зарубежные диагностические фирмы предлагают аппаратуру для дистанционной диагностики трубопроводов. Технология работ с этой аппаратурой обычно состоит в следующем. К трубопроводу подключается генератор прямоугольных импульсов тока. Индукционные антенны прибора определяют

глубину трубопровода в точке измерения и измеряют ток в трубопроводе. При наличии нарушений изоляции ток уменьшается. Определение градиента тока и градиента потенциала позволяет локализовать место нарушения изоляции. Измерение этих параметров производится непосредственно над осью трубопровода, проекция которой на земную поверхность определяется этим же прибором.

Основной недостаток данного способа в низкой производительности, обусловленной невозможностью производить измерения в движении. Особенно сложно проводить исследования технического состояния трубопроводов, пересекающих водные преграды.

С учетом громадной протяженности стальных распределительных трубопроводов в России ОАО «Газпром газораспределение» перед СПГГУ была поставлена задача создать комплекс аппаратуры для контроля технического состояния распределительных подземных и подводных стальных трубопроводов, обеспечивающих высокую производительность исследования их технического состояния (в движении). Актуальной задачей также является исследование коррозионных характеристик среды (грунта, воды), окружающей трубопровод.

Аппаратурный комплекс состоит из:

1) аппаратуры ERA-MAX для исследования коррозионных характеристик среды, окружающей трубопровод. Аппаратура содержит многочастотный генератор прямоугольных импульсов тока и измеритель амплитуды импульсов тока;

2) аппаратуры КЭМДТ (комплекс дистанционной диагностики трубопроводов), разработанной НПО «ЭНТ». Содержит 6 трехкомпонентных феррорезонансных датчиков магнитного поля, размещенных по углам немагнитной основы, длина каждой из 4 сторон которой составляет 80 см, съемный зонд, содержащий два трехкомпонентных феррозондовых детектора магнитного поля трубопроводов, который или размещается посередине рамки, или при детализации магнитного поля размещается на магнитной треноге с вращающимся столиком и может вращаться в нескольких плоскостях. Кроме того, КЭМДТ содержит три индукционных антенны (две горизонтальные и одну вертикальную) для измерения тока заданной частоты от генератора, подключенного к трубопроводу, и определения местоположения и глубины залегания трубопровода. Прибор носится за спиной, а результаты измерений визуализируются на портативной ЭВМ, который носится перед оператором. Все результаты приводятся к вертикальному положению антенных блоков по показаниям акселерометров, измеряющих отклонение датчиков от вертикального или горизонтального положения;

3) аппаратуры «Комплекс М-1», разработанной ЗАО «ВНИИСТ-ПОИСК», Москва), ТЗ СПГГУ, содержащей два трехкомпонентных магни-

торезистивных датчика магнитного поля и два блока индукционных антенн без сердечника (расстояние между блоками датчиков – 1 м), одно-платную ЭВМ, генератор прямоугольных импульсов тока, одометр. Комплекс позволяет в процессе движения оператора (скорость до 5 км/ч) непрерывно определять глубину залегания трубопровода от поверхности земли, градиент тока генератора в трубопроводе и состояние изоляции трубопровода по этим данным, магнитное поле напряженных состояний трубопровода и участки с повышенной кавернозностью. Особенностью комплекса является возможность определения глубины залегания, диагностирования состояния изоляции и коррозионного состояния трубопровода в процессе движения в коридоре до 10 – 20 его диаметров.

Испытания комплекса проведены в полевых условиях в Москве, Санкт-Петербурге и Республике Коми. Получены положительные результаты.

**УДК 622.692**

## **ОПЫТ ПРАКТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА СОВМЕЩЕНИЯ ДАННЫХ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ И ОБСЛЕДОВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ**

**С. В. Лесникович**

*ОАО «Полоцктранснефть Дружба», г. Новополоцк, Республика Беларусь*

В настоящее время в ОАО «Полоцктранснефть Дружба» накоплен большой опыт работы с данными внутритрубной диагностики, основной целью которой является получение информации о техническом состоянии магистральных нефтепроводов различными методами контроля.

ОАО «Полоцктранснефть Дружба» эксплуатирует 1068 км магистральных нефтепроводов диаметром 720 мм, 820 мм и 1020 мм. В настоящее время все нефтепроводы отработали свой нормативный срок эксплуатации.

Обеспечить надежную и безаварийную работу магистральных трубопроводов, сохранить их рабочие характеристики и пропускную способность – приоритетное направление деятельности общества.

Внутритрубная диагностика (ВТД) проводится с 1996 г. диагностическими компаниями Тьюбоскоп, ОАО «Диаскан», Спецнефтегаз, ЗАО «Нефтегазкомплектсервис» комплексом приборов ПРФ, WM, MFL, TFI и CD.

В результате проведенных диагностических обследований выявлены многочисленные дефекты, в том числе потенциально опасные, которые могли бы привести к аварийным ситуациям, наносящим большой материальный и экологический ущерб.