

УДК 697.343

И. Р. Ващишак, к. т. н.; С. П. Ващишак, к. т. н., доц.; В. С. Цих, к. т. н.;
А. В. Яворский, к. т. н., доц.

КОМПЛЕКСНОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

Проведен анализ существующих методов контроля состояния подземных нефтегазопроводов и показана необходимость разработки новых подходов и методик. Предложен комплексный подход к обследованию подземных нефтегазопроводов, расположенных в местах со значительным скоплением смежных коммуникаций. Описано использование магнитного и микрофонного методов для контроля участков подземных трубопроводов незначительной длины. Приведена возможность использования в сочетании двух электромагнитных методов контроля (амплитудного и фазового) для выявления и идентификации повреждений изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов в условиях сложных технологических объектов.

Ключевые слова: контроль, подземный нефтегазопровод, техническое состояние, дефект, электромагнитный метод, магнитный метод, микрофонный метод.

Постановка проблемы в общем виде и ее связь с важными научными и практическими задачами

Подземные нефтегазопроводы являются основными элементами системы транспортировки энергоносителей по территории Украины, общая длина которых достигает десятков тысяч километров. В последнее время аварийность нефтегазопроводов повысилась вследствие того, что эксплуатационный ресурс большинства из них истек, катодная защита действует не всегда эффективно, а иногда и просто отсутствует. Учитывая вышеизложенное, вопросы контроля технического состояния подземных нефтегазопроводов довольно актуальны.

Анализ последних исследований и публикаций, выделение нерешенных ранее частей общей проблемы

На сегодняшний день известно много методов неразрушающего контроля [1, 2], предназначенных для определения мест повреждений по измерению тех или иных параметров нефтегазопроводов. Однако большой проблемой остается возможность проведения исследований участков нефтегазопроводов небольшой длины, размещенных в местах значительного скопления подземных коммуникаций (например, территория компрессорных или нефтеперекачивающих станций, рис. 1). Отдельной проблемой является поиск дефектов в нефтегазопроводах, проложенных под разными видами покрытий (асфальт, бетон и т. п.).

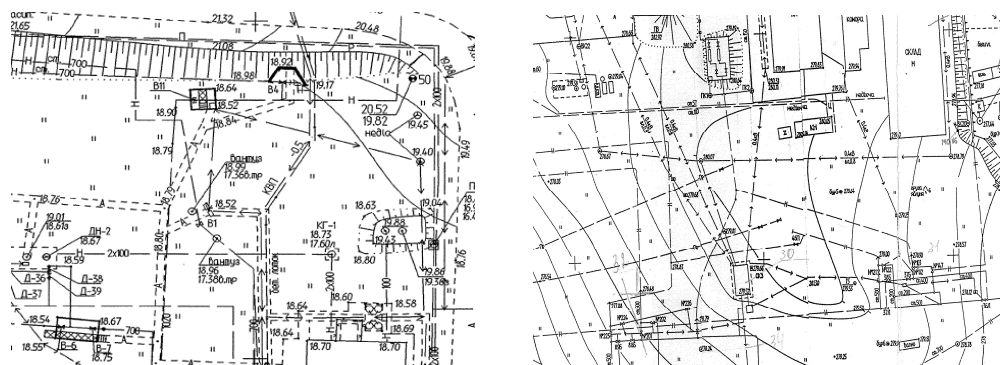


Рис. 1. Фрагменты планов размещения коммуникаций на территории технологических объектов нефтегазового комплекса

Также следует отметить необходимость идентификации вида дефекта в связи с их разной степенью угрозы безопасной эксплуатации подземных нефтегазопроводов. Существующие методы и методики позволяют только выявлять примерные места размещения тех или иных дефектов без возможности их идентификации. Таким образом, данная проблема является весьма актуальной в процессе обследования состояния подземных нефтегазопроводов.

Постановка задания

Для исследования технического состояния подземных нефте- или газопроводов предложено осуществлять комплексное обследование, которое заключается в применении нескольких методов контроля, основанных на исследовании параметров различной физической природы (электромагнитных, магнитных, акустических).

Изложение основного материала исследования с обоснованием полученных научных результатов

Перед проведением обследования подземного нефте- или газопровода на территории, насыщенной подземными коммуникациями, сначала необходимо разбить его на короткие участки контроля (например, на участки, расположенные между камерами с запорной арматурой). Обследование контролируемого участка трубопровода следует выполнять в несколько этапов. Сначала определяют трассу трубопровода и глубину его залегания классическим электромагнитным методом. Однако на территории с большим количеством подземных коммуникаций трубопровод может изгибаться в горизонтальной плоскости под значительными углами (90° и более). Это приводит к возникновению ошибок электромагнитного метода, поскольку одностороннее скопления силовых магнитных линий в местах сгибов трубопровода указывает на смещение его оси. В таком случае целесообразно применить магнитометр, с помощью которого, измеряя искажения магнитного поля Земли металлическим трубопроводом, можно точно указать координаты его нахождения.

Когда же трубопровод проложен под железобетонным покрытием, что значительно искажает магнитное поле и рассеивает электромагнитные сигналы, предлагаем применить микрофонный метод исследования. Он заключается в измерении низкочастотного (звукового) акустического поля трубопровода, которое создается в нем мощным магнитостриктером. Микрофонный метод позволяет не только выявить ось подземного трубопровода, но и определить место нахождения его возможного дефекта. При этом звуковой сигнал генерируется путем механического возбуждения в теле трубопровода мощных низкочастотных акустических колебаний.

При отсутствии повреждения трубопровода на поверхности почвы над ним регистрируют номинальный уровень акустического сигнала в диапазоне частот возбуждения. Этот уровень при стабильности возбуждающих колебаний определяют коэффициентами затухания звука и прохождения границ раздела сред: поверхность металлического трубопровода – изоляция – грунтовая засыпка – почва – воздух. Если над трубопроводом находятся дополнительные слои покрытия (бетон, асфальт и т. д.), нужно учитывать их акустические характеристики. При наличии дефекта в трубопроводе изменяется акустическая проницаемость между слоями и, соответственно, степень затухания акустической волны.

Применение микрофонного метода контроля на примере участка трубопровода длиной L_1 , размещенной между двумя камерами с запорной арматурой, приведено на рис. 2. Участок трубопровода 1 (длиной L_1), расположенный в почве 2, с помощью фланцев 3 присоединяют к запорной арматуре 4 в каждой из камер по обе стороны трубопровода. Сам трубопровод имеет изоляцию 5, которой покрыта его металлическая поверхность 6. С одной стороны трубопровода в месте, очищенном от изоляции, размещается устройство возбуждения акустических сигналов (магнитостриктер) 7, которое с помощью сигнального кабеля 8 присоединяется к генератору низкой частоты 9. Генератор низкой частоты производит частоты для возбуждения магнитостриктера в диапазоне от 2 до 10 кГц.

Возбужденные магнитостриктером 7 акустические волны распространяются вдоль металлической поверхности трубопровода 1, как по длинному волноводу. Часть энергии

акустической волны распространяется от металлического трубопровода 1 по всей его длине к поверхности почвы, меняя свои характеристики в зависимости от наличия дефекта.

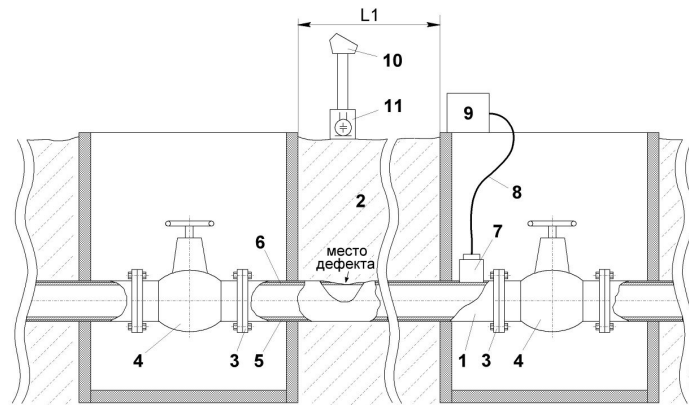


Рис. 2. Применение микрофонного метода для контроля участка подземного трубопровода длиной L_1
 1 – контролируемый участок подземного трубопровода, 2 – грунтовая засыпка, 3 – фланцы, 4 – запорная арматура, 5 – внешняя изоляция трубопровода, 6 – металлическая поверхность трубопровода, 7 – устройство возбуждения акустических сигналов, 8 – сигнальный кабель, 9 – генератор низкой частоты, 10 – регистрирующее устройство, 11 – резонансная камера с измерительным микрофоном

На поверхности грунта акустический отражение от трубопровода (звуковое давление) фиксируют измерительным микрофоном регистрирующего устройства 10. Для увеличения чувствительности и уменьшения отношения сигнал – помеха измерительный микрофон регистрирующего устройства 10 размещен в резонансной камере 11.

Генератор низкой частоты 9 имеет десять режимов работы. Восемь из них отвечают за изменение частоты в узких диапазонах (2 – 3 кГц, 3 – 4 кГц, 4 – 5 кГц, 5 – 6 кГц, 6 – 7 кГц, 7 – 8 кГц, 8 – 9 кГц, 9 – 10 кГц), а два – за изменение амплитуды. Управление режимами работы генератора может происходить вручную или с регистрирующего устройства 10 с помощью радиоканала.

Как показали исследования, оптимальным для проведения контроля является диапазон частот от 4 до 5 кГц. В этом диапазоне акустические сигналы от трубопровода четко фиксируют на поверхности почвы с глубины более 2,5 м.

При проведении контроля микрофонным методом оператор с регистрирующим устройством 10 в руках движется вдоль участка трубопровода по максимальному значению звукового давления на частоте возбуждения магнитостриктора, фиксируя его значение с определенным шагом. Зависимость изменения акустического давления вдоль участка трубопровода на фиксированной частоте возбуждения приведена на рис. 3. В месте дефекта, где, как правило, повреждена изоляция и в основном увлажненный грунт, меняются коэффициенты затухания звуковой волны, что проявляется в росте амплитуды звукового давления на поверхности грунта (рис. 3).

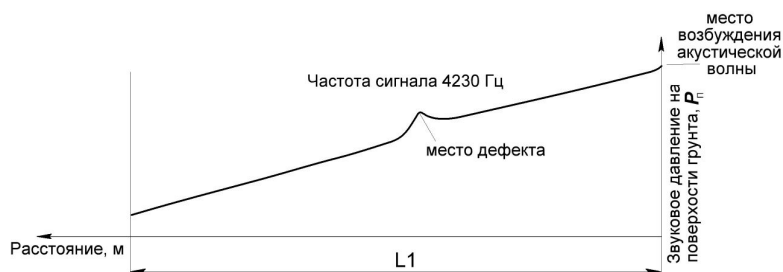


Рис. 3. Зависимость изменения акустического давления на поверхности грунта над трубопроводом от длины участка контроля на частоте сигнала 4230 Гц

Зная характеристики сред, через которые проходит акустическая волна, можно рассчитать звуковое давление P_{II} в любой точке над трубопроводом по выражению:

$$P_{II} = \sqrt{\frac{J \cdot c_T}{2 \cdot \pi^2 \cdot \rho_T^2 \cdot r_T^2 \cdot f^2}} \cdot \rho_T \cdot c_T \cdot T_{T/I} \cdot T_{I/GZ} \cdot T_{GZ/II} \cdot e^{(\alpha_T \cdot r_T + \alpha_I \cdot r_I + \alpha_{GZ} \cdot h_{GZ} + \alpha_{II} \cdot h_{II})}, \quad (1)$$

где J – интенсивность возбужденной акустической волны на поверхности трубы, Вт/м; c_T – скорость звука в материале трубопровода, м/с; ρ_T – плотность материала трубопровода, кг/м³; r_T – внешний радиус металлического трубопровода, м; r_I – внешний радиус изоляции трубопровода, м; f – частота сигнала возбуждения акустической волны в трубопроводе, с⁻¹; $T_{T/I}$, $T_{I/GZ}$, $T_{GZ/II}$ – коэффициенты прохождения акустической волны на границах сред (трубопровод – изоляция, изоляция – грунтовая засыпка, грунтовая засыпка – воздух); α_T , α_I , α_{GZ} , α_{II} – коэффициенты затухания акустической волны в различных средах (трубопровод, изоляция, грунтовая засыпка, воздух); h_{GZ} , h_{II} – длина хода акустической волны в грунтовой засыпке и воздухе, м.

Сравнивая реально полученное значение звукового давления в определенных точках с рассчитанным, можно обнаружить место дефекта трубопровода.

Если характеристики сред, через которые проходит акустическая волна от трубопровода, неизвестны или над трубопроводом находятся несколько слоев различных покрытий или коммуникации, то микрофонным методом регистрируют только максимальное значение звукового давления на поверхности грунта. При этом можно будет определить ось пролегания трубопровода, однако дефекты в нем обнаружить невозможно.

Для повышения вероятности обнаружения дефектов на коротких участках трубопроводов предлагаем использовать электромагнитный метод с электрическим ограничением участка контроля и повышенными частотами контроля.

Применение электромагнитного метода контроля на примере участка трубопровода длиной L_1 , размещенной между двумя камерами с запорной арматурой, приведено на рис. 4. На очищенные от изоляции части трубопровода 1 в начале и в конце участка контроля одевают металлические хомуты 7, к которым через присоединительные клеммы 8 подходят сигнальные кабели 9 от генератора сигналов 10 и элемента нагрузки 11. Генератор сигналов 10 и элемент нагрузки 11 заземлены через заземлители 12, что позволяет электрически ограничить участок контроля. Регистрацию сигнала от трубопровода на поверхности грунта осуществляют устройством 13 с помощью измерительной катушки 14.

Упрощенная схема замещения электрически ограниченного участка контроля приведена на рис. 5. На этом участке действует ток генератора I_1 , который разделяется на ток, идущий через элемент нагрузки I_3 и ток через дефект трубопровода I_2 . Чем больше размер дефекта, тем значение I_2 будет больше. Также на коротких участках контроля с целью повышения информативности и вследствие незначительного затухания целесообразно использовать высокие частоты в диапазоне 20 – 33 кГц.

Удельные линейные сопротивления участков схемы замещения рассчитывают с учетом диагностических признаков по известным методикам [3, 4].

Значения токов и напряжений, действующих в схеме замещения участка трубопровода, рассчитывают по методу эквивалентного генератора по следующим выражениям:

$$I_1 = \frac{E_{XX}}{(Z_G + Z_T + Z_{ГЕН}) + \frac{(Z_{I3} + Z_3) \cdot Z_{ГЕН}}{Z_{I3} + Z_3 + Z_{ГЕН}}}, \quad (2)$$

где E_{XX} – напряжение холостого хода генератора сигналов, В; Z_G – удельное линейное сопротивление грунта на участке контроля, Ом/м; Z_T – удельное линейное сопротивление участка трубопровода, Ом/м; $Z_{ГЕН}$ – внутреннее сопротивление генератора сигналов, Ом; Z_{I3} – удельное линейное сопротивление изоляции на участке трубопровода, Ом/м; Z_3 –

удельное сопротивление грунта токам утечки на участке контроля, Ом/м.

$$I_2 = \frac{E}{Z_{I3} + Z_3}, \quad (3)$$

где E – э.р.с. генератора сигналов, В.

$$I_3 = \frac{E}{Z_H}, \quad (4)$$

где Z_H – сопротивление элемента нагрузки, Ом.

$$E = I_1 \cdot \left[\frac{(Z_{I3} + Z_3) \cdot Z_{ГЕН}}{Z_{I3} + Z_3 + Z_{ГЕН}} \right]. \quad (5)$$

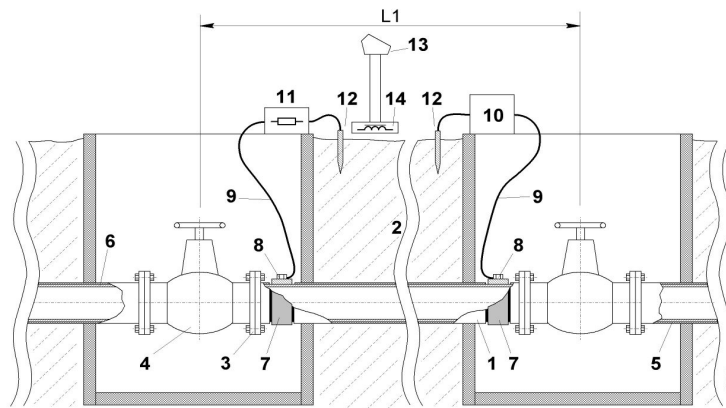


Рис. 4. Применение электромагнитного метода для контроля участка подземного трубопровода длиной $L1$:

1 – контролируемый участок подземного трубопровода, 2 – грунтовая засыпка, 3 – фланцы, 4 – запорная арматура, 5 – внешняя изоляция трубопровода, 6 – металлическая поверхность трубопровода, 7 – металлические хомуты, 8 – присоединительные клеммы, 9 – сигнальные кабели, 10 – генератор сигналов, 11 – резистивный элемент нагрузки, 12 – заземлители, 13 – регистрирующее устройство, 14 – измерительная катушка

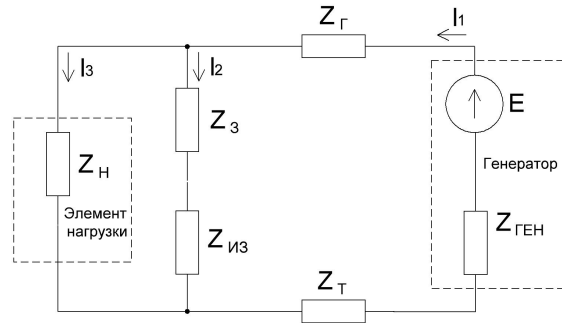


Рис. 5. Упрощенная электрическая схема замещения участка подземного трубопровода

При проведении контроля электромагнитным методом с электрическим ограничением участка контроля оператор с регистрирующим устройством 13 в руках (рис. 4) движется вдоль участка исследований по максимальному значению электромагнитного сигнала от трубопровода, регистрируя его значение с определенным шагом.

Другой важной задачей обследования подземных нефтегазопроводов является возможность четкого выявления и идентификации имеющихся дефектов изоляционного покрытия. Среди дефектов изоляции выделяем сквозные повреждения и отслоения [1, 2]. Особый акцент следует сделать на обследовании участков незначительной длины, расположенных в условиях сложных технологических объектов.

С целью идентификации вида дефекта изоляционного покрытия предложено применить в сочетании два электромагнитные методы контроля: амплитудный и фазовый.

Электромагнитный амплитудный метод контроля базируется на измерении значения тока

в стенках контролируемого подземного нефтегазопровода и изменении этой величины (затухания) по мере удаления от подключенного генератора входного сигнала. Измерения проводят в точках с предварительно выбранным постоянным шагом между ними. В основу электромагнитного фазового метода контроля положено то, что трубопровод представлен длинной линией, которая характеризуется распределенной электрической емкостью, обусловленной наличием изоляции, и распределенной индуктивностью, которая слабо зависит от параметров трубопровода. По мере удаления от подключенного к трубопроводу генератора переменного тока увеличивается задержка распространения сигнала и изменяется сдвиг фазы. Скорость изменения фазы зависит от толщины и состояния изоляционного покрытия, что позволяет делать выводы о его состоянии. Для определения разности фаз следует использовать опорный сигнал, получаемый от генератора, или работать на нескольких частотах одновременно, используя одну из них в качестве опорной [5, 6].

Методика проведения обследований состояния изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов на территории сложных технологических объектов с возможностью обнаружения и идентификации имеющихся дефектов изоляции включает следующие шаги:

- проведение измерений с использованием электромагнитного фазового метода контроля (определение удельного сдвига фазы между точками контроля);
- измерение значений тока с помощью электромагнитного амплитудного метода контроля с использованием постоянного шага между точками измерений;
- уменьшение шага между точками измерений в местах значительного удельного изменения значений тока в стенках исследуемого нефтегазопровода (при необходимости);
- сопоставление полученных результатов контроля для анализа изменения основных информативных параметров с целью получения идентификационных признаков того или иного дефекта изоляционного покрытия;
- анализ полученных результатов контроля и формирования выводов о состоянии изоляции.

Предложенная схема контроля состояния изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов, которые находятся на территории сложных технологических объектов, приведена на рис. 6.

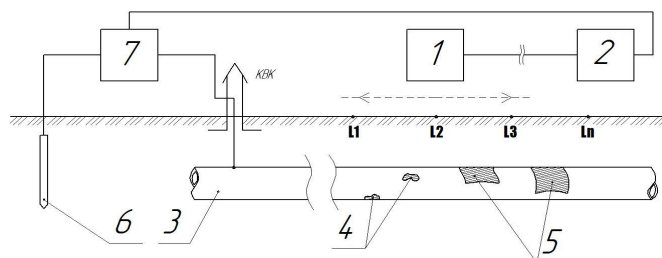


Рис. 6. Схема контроля состояния изоляционного покрытия подземных нефтегазопроводов

1 – переносной измерительный прибор, 2 – двухканальный осциллограф; 3 – исследуемый трубопровод; 4 – сквозные повреждения изоляции; 5 – отслоение изоляционного покрытия; 6 – заземлитель; 7 – мультитестер; КБК – контрольно-измерительная колонка; L1, L2, L3, ..., Ln – точки измерений

Суть такого контроля заключается в следующем. Мультитестер 7 через контрольно-измерительную колонку (КБК) подключают к исследуемому подземному трубопроводу 3 и к заземлителю 6. Генератор переменного тока 7 создает контрольный сигнал, который изменяется во время протекания вдоль трубопровода. Такие изменения проявляются в виде задержки распространения сигнала, которые зависят от электрических параметров размещенного в грунте подземного нефтегазопровода. Измерение сигнала происходит в точках L1, L2, L3, ..., Ln с постоянным шагом с помощью переносного измерительного устройства 1 при движении оператора вдоль оси исследуемой коммуникации. При прохождении мест с наличием сквозных дефектов изоляционного покрытия 4 или мест отслоений изоляции 5 происходит резкий скачок сдвига фазы. Регистрация полученного переносным измерительным устройством 1 сигнала происходит визуально с помощью двухканального цифрового осциллографа 2, на один из входов

которого подается обрабатываемый сигнал от исследуемого подземного нефтегазопровода. На другой вход осциллографа 2 подается опорный сигнал с генератора 7 с целью оценки сдвига фазы принимаемого сигнала относительно опорного. В местах значительного удельного сдвига фазы наиболее вероятно нахождение дефектов изоляционного покрытия.

Таким образом, использование единого фазового метода контроля позволяет выявить как отслоения изоляции, так и сквозные повреждения, однако провести четкую идентификацию таких дефектов невозможно. Для этого используем амплитудный электромагнитный метод контроля, с помощью которого можно выявить именно сквозные повреждения изоляционного покрытия.

Затухания токового сигнала в случае использования электромагнитного амплитудного метода контроля можно зафиксировать при наличии утечки тока в грунт, наблюдаемой в местах контакта металла трубы с грунтом в сквозных повреждениях изоляционного покрытия. В случае отслоения изоляционного покрытия отверстия в изоляции, через которые электролит проникает к телу трубы, часто незначительны, что не позволяет фиксировать значительные изменения значений тока при наличии таких дефектов [7]. Необходимо отметить, что значительные затухания сигнала возможны и при наличии отводов, тройников, значительных изменений в глубине залегания исследуемого нефтегазопровода, тогда как сдвиг фазы в таких ситуациях остается практически неизменным [7].

Оптимальной частотой для проведения обследований участков подземных нефтегазопроводов незначительной длины избрана частота 33 кГц, на которой уверенно фиксируют изменения информативных параметров (значений тока, сдвига фазы), а также при которой менее ощутимо влияние посторонних помех. Выбор частоты проводили на основании результатов экспериментальных исследований, полученных на специальном учебно-научном полигоне и на действующих объектах нефтегазового комплекса [7, 8].

На основании сопоставления результатов двух методов контроля можно делать вывод о виде имеющихся дефектов изоляционного покрытия. В случае имеющихся одновременных значительных изменений амплитуды сигнала и сдвига фазы на одном и том же участке говорим о наличии сквозных повреждений изоляции, а в случае наличия только значительного изменения сдвига фазы можно говорить о наличии отслоений изоляционного покрытия (рис. 7).



Рис. 7. Сопоставление результатов по измерению двух информативных параметров на участке подземного нефтегазопровода (затухание сигнала и изменение сдвига фазы)

В случае необходимости участок контроля может быть также электрически ограничен с использованием дополнительного заземления и элемента нагрузки.

Выводы данного исследования и перспективы дальнейших работ в описанном направлении

Применение комплексного обследования подземных нефтегазопроводов позволит повысить достоверность контроля коротких непрямолинейных участков трубопроводов в местах со значительным скоплением подземных коммуникаций.

В перспективе необходимо разработать нормативный документ на проведение такого

контроля, в котором следует привести виды дефектов подземных нефтегазопроводов, методику их выявления и идентификации, а также указать браковочные критерии, что позволит четко регламентировать проведение обследований и правильно формулировать выводы о пригодности к дальнейшей эксплуатации или необходимости проведения ремонтных работ на участках подземных нефтегазопроводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Цих В. С. Проблеми безконтактного виявлення та ідентифікації дефектів підземних нафтогазопроводів з поверхні землі / В. С. Цих, А. В. Яворський, С. П. Ващишак // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2011. – №3 (29). – С. 104 – 111.
2. Цих В. С. Особливості реалізації методики контролю підземних нафтопроводів на території нафтоперекачувальних станцій / В. С. Цих, А. В. Яворський, С. П. Ващишак // Нафтогазова енергетика. – 2011. – № 3. – С. 30 – 40.
3. Сидоров Б. В. О расчете электрических параметров трубопроводов / Б. В. Сидоров, Л. Ф. Щербакова // Изоляция трубопроводов. Тр. ВНИИСТА. – 1982. – С. 92 – 109.
4. Дикмарова, Л. П. Эквивалентные электрические схемы замещения подземных трубопроводов / Л. П. Дикмарова // Радіоелектроніка і телекомунікації // Вісник ДУ «Львівська політехніка», 1998. – № 352. – С. 26 – 30.
5. Patent 5066917 United States, IPC G 01 V 13/00, G 01 V 3/30. Long Feature Vertical or Horizontal Electrical Conductor Detection Methodology Using Phase Coherent Electromagnetic Instrumentation / Larry G. Stolarczyk; claimer and patent holder Stolar, Inc. – № US 07/466,494 ; claim. 17.01.90 ; publ. 19.11.91.
6. Patent 5471143 United States, IPC G 01 V 3/10. Apparatus for Locating Buried Conductors Using Phase-Shifted Signals / Ziyad H. Doany; claimer and patent holder Minnesota Mining And Manufacturing Co. – № US 08/011,383 ; claim. 29.01.93 ; publ. 28.11.95.
7. Цих В. С. Розроблення методу та засобу контролю дефектів ізоляції підземних трубопроводів : дис. канд. тех. наук : 05.11.13 / Цих Віталій Сергійович. – Івано-Франківськ, 2014. – 155 с.
8. Цих В. С. Методика идентификации сквозных дефектов изоляции подземных нефтегазопроводов в условиях сложных технологических объектов / В. С. Цих, А. В. Яворский, Tahar Aifa / Scientific Proceedings. – 2014. – №1 (150). – С. 61 – 65.

Ващишак Ирина Романовна – к. т. н., доцент кафедры технической диагностики и мониторинга.
Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа.

Ващишак Сергей Петрович – к. т. н., доцент, инженер.
Государственное предприятие «Украинский государственный центр радиочастот».

Цих Виталий Сергеевич – к. т. н., ассистент кафедры технической диагностики и мониторинга.

Яворский Андрей Викторович – к. т. н., доцент кафедры технической диагностики и мониторинга.
Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа.