

Использование технологии магнитной локации при определении коррозионной защищенности магистральных трубопроводов

Высокие требования, предъявляемые экономически развитыми странами к промышленной и экологической безопасности трубопроводного транспорта, диктуют необходимость разработки и создания эффективных средств по предупреждению аварийности. Статистика аварийности показывает, что к наиболее опасным дефектам относятся коррозионные повреждения стенки трубы.

Ю.Е. Григорашвили
Кандидат технических наук, директор ООО «Технические Идеи Новых Технологий», Москва



Ю.В. Стицей
Кандидат технических наук, член-корреспондент РАЕН, президент ООО НПП «Техносфера-МЛ», Москва



В.В. Иваненков
Кандидат технических наук, главный инженер ОАО «Юго-Запад транснефтепродукт», Самара



Анализ коррозионных разрушений свидетельствует о том, что в первую очередь они появляются на участках, где имеются дефекты в изоляционном покрытии трубопровода. Поэтому одной из задач по повышению уровня промышленной и экологической безопасности является создание более совершенных технологий и оборудования по диагностике изоляционного покрытия, а также оценке коррозионной защищенности трубопроводов, их наружных объектов и окружающей среды. Современное

развитие науки и техники, приборостроения, программного обеспечения открывают большие возможности в реализации этих задач.

В последние годы разрабатываются и продолжают совершенствоваться многочисленные методы и приборы дистанционного обследования трубопроводов [1, 2]. По принципу получения исходной информации о коррозионной защищенности трубопроводов существующие методы и приборы могут быть разделены на две группы: контактные и бесконтактные способы обследования.

Приборы, основанные на контактных методах обследования, к которым относятся УКИ-1К, УДИП-1М, «Поиск-01» и другие [3, 4], имеют недостатки, порожденные самой контактной системой. На точность и достоверность измерений влияет множество плохо контролируемых факторов: переходное контактное сопротивление электрода с грунтом, текущая влажность грунтов, состояние трассы (заболоченность, кустарники, травяной покров), влияние токов катодной защиты сторонних коммуникаций, зависимость от человеческого фактора. Человеческий фактор — это уровень квалификации и опыт работы оператора-диагноста, его исполнительская дисциплина при выполнении операций контроля и протоколирования результатов измерений.

К числу наиболее совершенных приборов, работающих на бесконтактных методах электромагнитных измерений, можно отнести: C-Scan фирмы Dynalog Electronics, токовые топографы трубопроводов PD 7000, 8000, производимых фирмой «Radiodetection»; измеритель концентраторов напряжений ИКН-2М и ИКН-3М, комплекс «Скиф МБС/04»

и компьютерную экспертную систему «Эколог-3» [5, 6]. Эти приборы работают на принципах измерения у дневной поверхности параметров магнитных полей, которые создаются на трубопроводе при протекании по нему токов катодной защиты или генератора. Недостатками этих приборов являются: зависимость точности и достоверности измерений от позиционирования датчиков прибора относительно оси трубопровода, намагниченность трубопровода от внутритрубно́го снаряда, от влияния токов проложенных рядом коммуникаций, а также от человеческого фактора.

Настоящая статья посвящена новейшей разработке в области наружной диагностики трубопроводов — диагностическому оборудованию и технологии магнитной локации, практическому их использованию на трубопроводном транспорте. По принципам накопления первичной информации предлагаемую технологию можно отнести к магнитометрическим или электромагнитным методам. Конфигурация регистрируемой информации и способы ее обработки не имеют аналогов в аппаратуре, предназначенной для диагностики трубопроводов.

Магнитная локация, как технология дистанционного обследования трубопроводов, впервые в отечественной и зарубежной практике стала использоваться ООО НПП «Техносфера-МЛ» после того, как появились диагностические комплексы серии «Орион», разработанные ООО «Технические Идеи Новых Технологий».

Основные принципы магнитной локации

Магнитная локация — это определение координат и параметров источников магнитных полей на локальных участках трубопровода без его вскрытия. Использование этого принципа при обследовании подземных трубопроводов позволяет точно определять его намагниченность и векторы токов различных частот, находясь в произвольной точке относительно самого источника магнит-

ного поля. При работе на трубопроводе не имеет значения ни ориентация приемной магнитной антенны в плоскости дневной поверхности, ни ее отклонение от оси трубопровода и расстояния до него.

Алгоритм магнитной локации сводится к замене объекта матрицей магнитных диполей и решению системы уравнений вида:

$$\vec{B} = \frac{\mu_0}{4\pi} \left(\frac{3(\vec{p}\vec{R})\vec{R}}{R^5} - \frac{\vec{p}}{R^3} \right). \quad (1)$$

Здесь \vec{B}_i — вектор магнитного поля в точке пространства, где проводятся измерения, \vec{p}_j — вектор магнитного момента элемента объекта, \vec{R}_{ji} — вектор из точки нахождения диполя в точку пространства, где проводится измерения магнитного поля. Конфигурация магнитной антенны и алгоритмы обработки результатов измерения являются основой диагностических приборов магнитной локации.

Достоинство диагностического комплекса магнитной локации и его программного обеспечения состоит в том, что он позволяет выделять сигнал от анализируемого источника и рассчитывать с относительной ошибкой не более 10% контролируемые параметры при отклонениях оператора от оси трубопровода, а также при произвольной ориентации блока датчиков комплекса относительно оси трубопровода и наличия в непосредственной близости других трубопроводов. Это демонстрируют графики, приведенные на **рисунке 1**.

На **рисунке 1а** показаны кривые изменения компонентов магнитных полей тока генератора по трем координатам, которые регистрируются комплексом «Орион-3» при отключенном режиме магнитной локации. Хаотичное перемещение кривых магнитных полей вызвано отклонением оператора от оси, наклоном антенны и изменением глубины трубопровода. Из этих графиков сложно оценить компоненты тока в трубопроводе и, соответственно, понять, имеется ли в данном месте какое-либо нарушение изоляционного покрытия трубопровода.

На втором графике (**рисунк 1б**) показан расчетный контролируемый ток

в трубопроводе, который регистрирует комплекс при выполнении полевых работ с использованием алгоритмов магнитной локации. В этом случае визуально выделяются места уменьшения модуля тока в местах повреждения изоляционного покрытия трубопровода. Этот результат достигается как за счет конструкции диагностических комплексов серии «Орион», так и специального математического алгоритма расчета.

Основные технические характеристики диагностического комплекса и технологии дистанционной магнитной локации

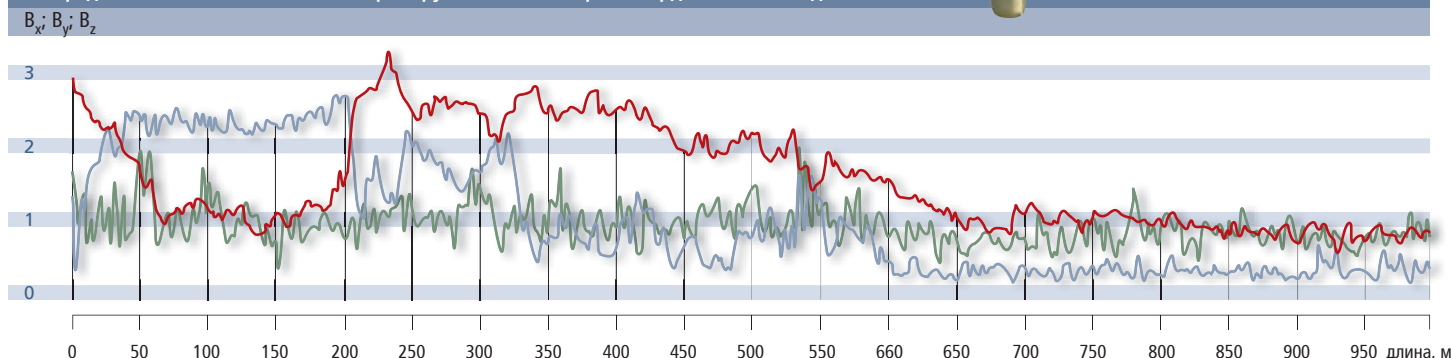
В технологии магнитной локации для оценки параметров, характеризующих коррозионную защищенность подземного трубопровода, его объектов и окружающей среды, используются сертифицированные диагностические комплексы серии «Орион», которые представлены на **рисунке 2**.

Диагностический комплекс «Орион-3» используется для обследования магистральных трубопроводов, а «Орион-1» — для обследования технологических трубопроводов на насосных, компрессорных станциях и других площадках с плотной сеткой расположения труб. Комплексы серии «Орион» обладают высокой степенью помехозащищенности от электромагнитных полей промышленной частоты и могут работать в техническом коридоре, и на ЛПДС, где расположено много трубопроводов, оборудованных системой ЭХЗ; на намагниченном трубопроводе после прохождения магнитного снаряда ВТД. При работе на технологических площадках комплекс позволяет проводить индивидуальное обследование трубопровода при расстояниях между трубами, равных диаметру трубы. Привязка данных к положению на местности производится как с помощью системы GPS, так и радиодальномера.



рисунк 2. Диагностическое оборудование: а — «Орион-1»; б — «Орион-3»

1а Распределение магнитных полей контролируемого тока по трем координатам после диагностики



►► **Основные технические характеристики диагностического комплекта и технологии дистанционной магнитной локации:**

1. Обследование подземного трубопровода проводится без изменения режимов его катодной защиты. Для этого используется мультисигнатурный генератор с рабочими частотами 17,47 и 279,65 Гц, мощность до 100 Вт. Генератор имеет регулировку величины выходного сигнала и в зависимости от состояния изоляционного покрытия обеспечивает режим работы без перестановки до 10 км. Ток генератора в несколько раз меньше тока станций катодной защиты, чтобы исключить возможность его отрицательного влияния на систему катодной поляризации обследуемого трубопровода. Диагностический комплекс выделяет из всего спектра частот частоты тока генератора.
2. Определение параметров изоляционного покрытия трубопровода производится на основе локации и анализа изменения модуля тока генератора в местах расположения дефектов в изоляции. Ошибка измерения тока генератора составляет $\pm 5\%$ при глубине залегания трубопровода до 5 м.
3. Частота измерения параметров магнитных полей и токов при обследовании трубопровода составляет 1000 Гц, что позволяет проводить обследование со скоростью движения оператора над осью трубопровода до 5 км/час, и обеспечивать шаг сканирования магнитометрической информации 10 см.
4. В автоматическом режиме производится локация, измерение и координирование всех регистрируемых параметров подземного трубопровода. «Человеческий фактор» при обследовании трубопровода сведен к минимуму. Оператор только вводит в компьютер комментарии о наличии внешних объектов обследуемого трубопровода, мест пересечений с объектами сторонних организаций, с естественными и искусственными преградами и другими особенностями трассы.
5. Автоматически определяются координаты мест пересечения обследуемого трубопровода с подземными объектами сторонних организаций: электрическими кабелями и трубопроводами.

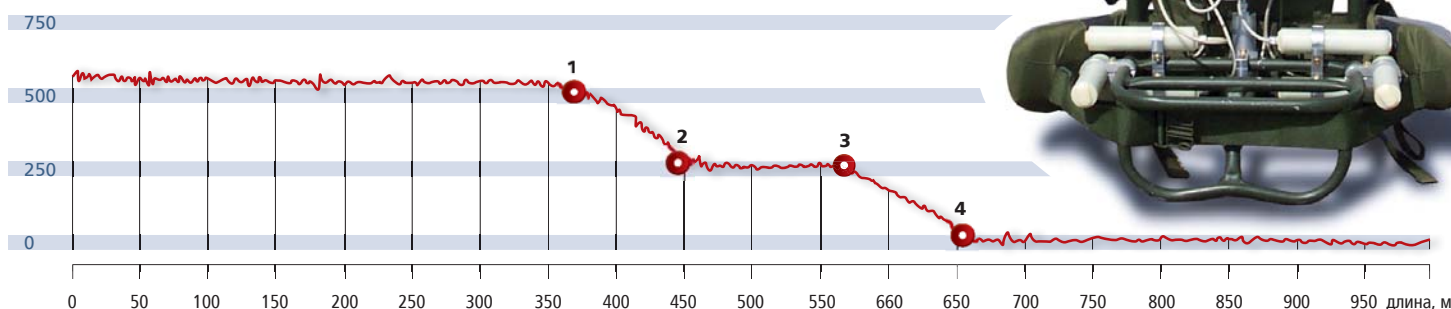
6. Позиционирование оператора в технологическом коридоре над осью трубопровода выполняется под управлением компьютера. Параметр технологического коридора заложен в программу компьютера и имеет величину $\pm 0,5$ метра от оси трубопровода. Имеются три режима позиционирования оператора: по интерфейсу полевого компьютера, с использованием наушников и световой видеополоски.

7. При обследовании заболоченных участков трубопровода оператор либо пронесит комплекс над водой, либо обходит участок по твердому грунту на расстоянии до трех метров от оси трубопровода. При обследовании участков на дне рек и водоемов комплекс располагается на плавсредствах. Во всех случаях информация о состоянии трубопровода детализируется с разрешением не хуже 1 м.
8. Комплекс имеет автоматическую систему контроля, которая выполняет следующие функции:
 - контролирует работу оператора в процессе обследования: отслеживает точность позиционирования над осью трубопровода, мощность сигнала генератора, соотношения сигнал/шум и наличие недопустимых помех. При невыполнении оператором технологических режимов обследования информатор комплекса звуковым сигналом извещает его об этом и выводит на дисплей компьютера данные об отклонениях.
 - по завершению обследования программа выдает оператору информацию о качестве его работы и заключение о приемке снятого им файла. Для этого используются алгоритмы интеллектуальной обработки данных. Программа не позволяет оператору сфальсифицировать результаты своего обследования. Создается файл хронологии обследования.



26

16 Расчетное распределение контролируемого тока с использованием алгоритма магнитной локации
I, мА



Возможности технологии дистанционной магнитной локации при определении коррозионной защищенности магистральных трубопроводов

Существенным отличием технологии магнитной локации от известных контактных и бесконтактных методов является шаг сканирования (обследования) контролируемых параметров подземного трубопровода, что влияет на качество проведенного обследования. При поиске дефектов изоляционного покрытия [3–6] этот шаг устанавливается 10 м, а в местах обнаружения флуктуаций градиента тока (напряжения) — 1 м. В технологии магнитной локации контролируемые параметры: токи различных частот, текущие по трубопроводу, аномально-намагниченные зоны, глубина заложения, места пересечений с коммуникациями сторонних организаций записываются в базу данных полевого компьютера в автоматическом режиме с шагом сканирования до 10 мм.

Программное обеспечение комплекса позволяет оперативно в полевых условиях сформировать в виде таблицы данные для электрометрических измерений. Таблица формируется в автоматическом режиме обработки, в которую вносятся: координаты месторасположения и протяженности участков над трубопроводом, где необходимо выполнить работу по измерению защитного и поляризационного потенциалов — это границы защиты СКЗ, места нарушения изоляционного покрытия и другие участки по техническому требованию заказчика. Это дает возможность получить и формировать комплексную информацию, проводить оценку параметров изоляционного покрытия обследуемого трубопровода.

Исследование технического состояния изоляционного покрытия трубопровода

В основу разработанной методики обследования подземных трубопроводов с использованием технологии магнитной

локации были положены действующие в нефтегазовой отрасли требования нормативных документов с учетом возможностей, которые предоставляет описываемое в данной статье диагностическое оборудование и его программное обеспечение.

Согласно ВРД 39-1.10-026-2001 [7], состояние подземного трубопровода относительно его коррозионной защищенности можно описать следующими количественными характеристиками: величиной интегрального сопротивления ($R_{из}$), интегральной площадью дефектов (S_d) и остаточным ресурсом изоляционного покрытия ($T_{ост}$). Под остаточным ресурсом ($T_{ост}$) в нормативном документе [7] понимается время, в течение которого измеренное интегральное сопротивление ($R_{из}$) ухудшается до недопустимой нижней величины. В программном обеспечении камеральной обработки данных обследования, полученных в ходе выполнения полевых работ, используются алгоритмы расчета этих величин.

Исходной информацией для расчета параметров изоляционного покрытия являются данные о распределении величины модуля тока генератора в трубопроводе, полученные в ходе выполнения полевых работ. Эти данные формируются в цифровом виде, что позволило создать автоматическую программу камеральной обработки (далее Программа) для расчетов контролируемых параметров. На первом этапе Программа рассчитывает график затухания тока генератора в теле трубопровода на двух частотах с заданным шагом сканирования 10 см, выделяет из графика распределения тока генератора участки, где имеются затухания модуля тока α . На **рисунке 16** это участки между точками измерения **1, 2, 3 и 4**.

Затухание тока в Программе вычисляется по формуле [7]:

$$\alpha_{1-2} = (2000 \times \lg(i_1/i_2)) / L_{1-2}, \text{ [МБ/М]} \quad (2)$$

где i_1 и i_2 — токи, измеренные в точке **1** и в точке **2**, мА; L_{1-2} — расстояние между точками измерений этих токов, м.

На втором этапе по данным, приведенным в нормативном документе [7] для диаметра обследуемого трубопровода и частоты генератора, определяется интегральное сопротивление изоляции — $R_{из}$, интегральная площадь дефектов — S_d и остаточный ресурс — $T_{ост}$. Необходимо отметить, что Программа позволяет использовать так же альтернативные формулы расчетов $R_{из}$, S_d и $T_{ост}$, которые действуют в нормативных документах заказчика.

В **таблице 1** представлен пример оформления отчетных данных по техническому состоянию изоляционного покрытия фрагмента магистрального трубопровода, рассчитанных в соответствии с требованиями ВРД 39-1.10-026-2001. Приведенная таблица автоматически формируется Программой при обработке данных полевых работ и составлении Технического отчета по результатам обследования трубопровода.

РИ означает, что $T_{ост} < 1$ года. Координаты выделенных участков изоляционного покрытия для расширения возможности оперативного поиска их на местности при проведении ремонтных работ приводятся как в системе глобального позиционирования, так и в виде расстояния от контрольных точек на трубопроводе.

Определение параметров средств электрохимической защиты

В процессе обследования магистрального трубопровода диагностический комплекс автоматически фиксирует и заносит в базу данных полевого компьютера величины тока катодной защиты. На основе этих данных формируются итоговые результаты, отражающие параметры электрохимической защиты обследованного трубопровода, которые содержат следующую информацию:

1. Распределение эффективного значения тока катодной защиты (ТКЗ) между станциями катодной защиты (СКЗ) при сложившемся техническом состоянии изоляционного покрытия участка магистрального трубопровода в штатном режиме работы СКЗ.
2. Границы защиты каждой станции катодной защиты обследуемого трубопровода.

В таблице приведены три условные категории качества изоляционного покрытия:

«плохое»:

$$R_{из} < 500 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$$

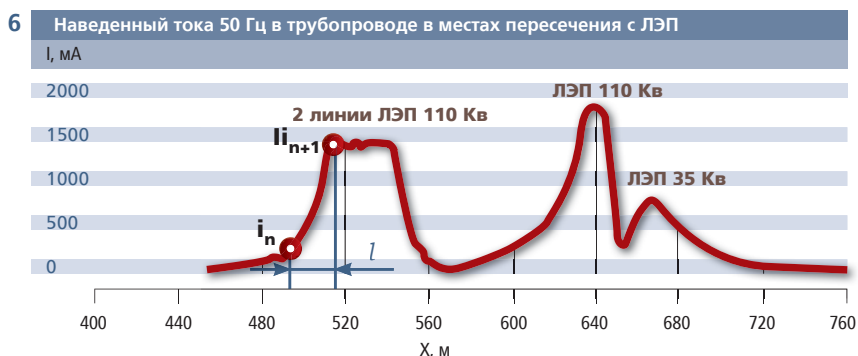
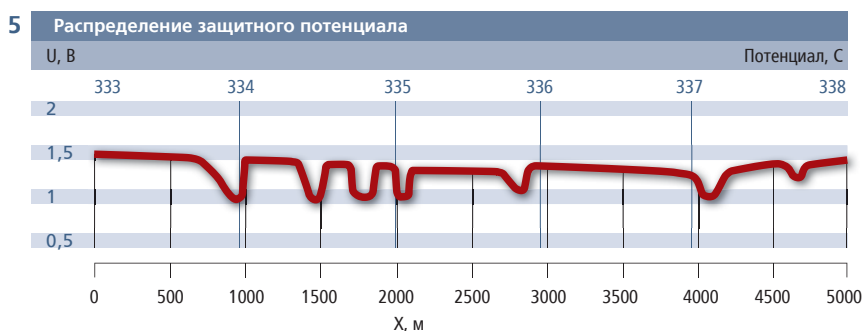
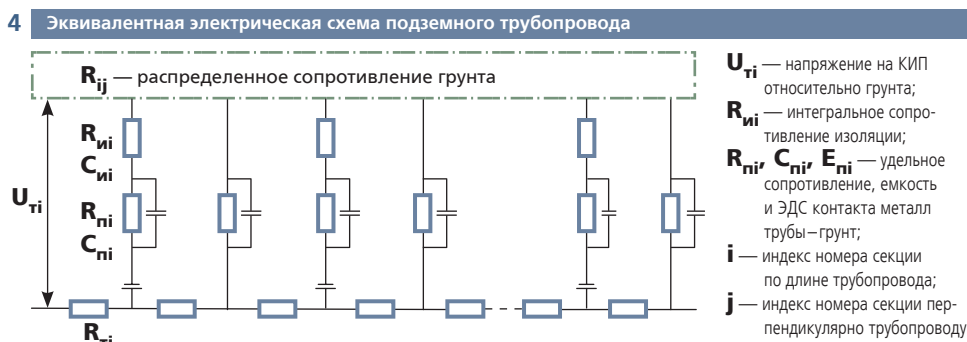
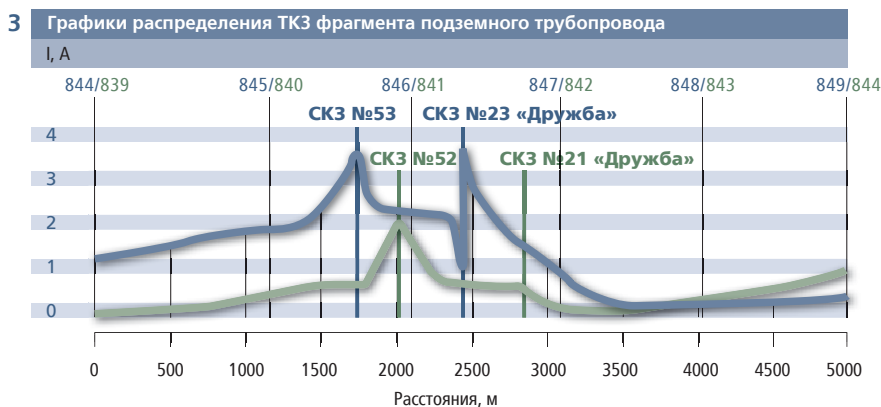
«удовлетворительное»:

$$R_{из} \text{ от } 500 \text{ до } 2500 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$$

«хорошее»:

$$R_{из} > 2500 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$$

таблица 1. Данные технического состояния изоляционного покрытия											
Участок трубопровода	Длина участка, м	$R_{из}$, Ом·м ²	S_d , мм ² /м ²	$T_{ост}$, лет	$U_з$, В	Расстояние от КИК, м		Координаты участков в системе WGS-84			
						начало	конец	начало участка	конец участка	долгота	широта
1187–1188	842	100000	0,0001	30	1,8	0	842	47,742275	53,158353	47,730535	53,155675
	33	5,35	34937,5	РИ	1,76	842	875	47,730535	53,155675	47,730072	53,155582
	115	76000	0,00017	30	1,8	875	990	47,730072	53,155582	47,728382	53,155412
1188–1189	650	360	7,71	РИ	1,48	0	650	47,728235	53,155403	47,718628	53,154798
	347	15000	0,00444	30	1,75	650	997	47,718628	53,154798	47,713465	53,154442
1189–1190	743	1450	0,47	8	1,64	0	743	47,713337	53,154427	47,702233	53,154035
	402	100000	0,0001	30	1,74	743	1145	47,702233	53,154035	47,696303	53,153715



2. Распределение величин удельного сопротивления грунтов, измеренных с интервалом 50 метров по дистанции обследуемого трубопровода.
3. Измеренные значения защитных потенциалов у КИПов.
4. Справочные данные о параметрах двойного электрического слоя в местах контакта металла трубы и грунта.

На **рисунке 5** представлен график распределения защитного потенциала, полученный расчетным путем для фрагмента магистрального подземного трубопровода.

Проведенные авторами статьи эксперименты по сравнению данных значений защитного потенциала, полученных измерением с помощью медно-сульфатного электрода сравнения по методике, представленной в [10] и расчетным путем, показали хорошее качественное соответствие. Для достоверной оценки количественной адекватности модели необходимо накопление статистических данных для различных трубопроводов.

Обследование в поле блуждающих токов

Обследование в поле блуждающих токов промышленной частоты

В местах сближения или пересечения подземного металлического трубопровода с высоковольтными линиями электропередач или кабелями на нем наводится ток промышленной частоты. На **рисунке 6** представлен график распределения тока 50 Гц, наведенного на обследуемый трубопровод пересекаемыми линиями электропередач (ЛЭП), полученный с использованием технологии магнитной локации.

Как видно из графика, на длине участка протяженностью l ток промышленной частоты индуцируется и рассеивается в окружающий грунт через изоляционное покрытие подземного трубопровода.

Разработанная методика магнитной локации позволяет прямыми измерениями определить величину тока промышленной частоты на диагностируемом участке трубопровода, а также выявить участки, где ток рассеивается в грунт через сквозные дефекты (поры) в изоляционном покрытии. Рассеиваясь в грунт через сквозные дефекты в изоляционном покрытии, ток I промышленной частоты может привести к опасному коррозионному влиянию на трубопровод. Согласно [11, 12] опасным считается блуждающий ток обмена промышленной частоты плотностью 10 A/m^2 и более.

В процессе камеральной обработки Программа считает и оценивает влияние тока промышленной частоты по формуле:

3. Влияние СКЗ и объектов сторонних организаций на параметры защищенности (ТКЗ) обследуемого трубопровода.

На **рисунке 3** представлены графики распределения эффективного значения тока катодной защиты (100 Гц) между СКЗ фрагмента магистрального трубопровода. Из графиков наглядно видно влияние на распределение тока катодной защиты обследуемого трубопровода СКЗ сторонней организации.

Оценка величины защитного потенциала по дистанции трубопровода проводится расчетным путем с использованием программы «Потенциал» [8, 9]. В основу расчета защитного потенциала положена электрическая эквивалент-

ная схема системы, которая включает характеристики грунтов, тела трубы, а так же изолирующих слоев (**рисунке 4**). Влияние дефектов в изоляции учтено эквивалентной схемой источника, образованного протяженным подземным сооружением и эквивалентной схемой границы раздела сооружение–грунт [14].

При выполнении расчета защитного потенциала по эквивалентной схеме используются следующие данные, полученные в ходе инструментального обследования трубопровода:

1. Распределение тока катодной защиты по дистанции трубопровода, полученного с использованием дистанционной магнитной локации (**рисунке 3**).

$$I_x = (i_{n+1} - i_n) / \pi D \times K_{от} \times l, \text{ или} \quad (3)$$

$$I_x = (i_{n+1} - i_n) \times 10^6 / \pi D \times S_d \times l \text{ [A/м}^2\text{]} \quad (3)$$

где D — наружный диаметр трубы, м; l — расстояние, равное шагу сканирования 10 см, на котором считается изменение тока 50 Гц; $K_{от}$ — коэффициент оголения трубопровода; S_d — интегральная площадь сквозных дефектов в изоляционном покрытии, мм²/м²; I_x — блуждающий ток обмена промышленной частоты в координате x , А. Далее Программа выбирает локальные участки (1), где $I_x \geq 10$ А/м², которые фиксируются и заносятся в специальную подпрограмму.

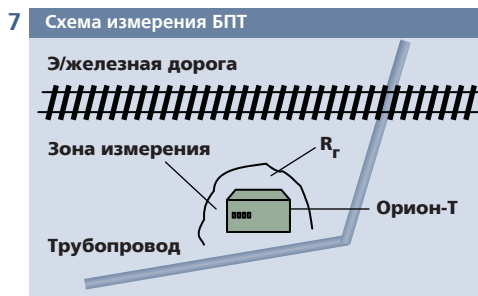
Общая протяженность участка трубопровода, подверженного опасному влиянию тока промышленной частоты, определяется по формуле:

$$L = l_1 + l_2 + \dots + l_n \quad (4)$$

Обследование в поле блуждающих токов промышленной частоты

Исследование блуждающих постоянных токов (далее по тексту БПТ) на обследуемом участке трубопровода проводятся в местах, рекомендованных ГОСТ 9.602-89. В этом разделе рассматриваются постоянные, квазипостоянные и однополярные пульсирующие токи. Обследование проводится с использованием разработанного и сертифицированного токового топографа «Орион-Т», который на протяжении длительного времени может записывать величину блуждающих токов в грунте и их направления относительно трубопровода. На **рисунке 7** представлена схема измерения БПТ в месте сближения и пересечения обследуемого трубопровода с электрифицированной железной дорогой.

Методика локации блуждающих токов в грунте и оценки степени их опасного влияния на трубопровод, была основана на методе оценки величины естественного потенциала трубопровода, находящегося в зоне действия блуждающих токов, путем синхронных измерений разности потенциалов «труба-земля» (ΔU) между двумя МСЭ: один установлен над трубопроводом, другой — на расстоянии 10–12 метров перпендикулярно оси трубопровода. В соответствии с требованиями [13], если разность потенциалов ΔU между двумя МСЭ не превышает 0,04 В, то опасное действие блуждающих токов отсутствует.



Методика определения опасного влияния постоянных блуждающих токов на обследуемый трубопровод в методе магнитной локации основана на следующей процедуре измерений и расчетов:

1. Измерение БПТ проводится на участках трубопровода в местах, определенных действующими отраслевыми нормативными документами. Токовый топограф «Орион-Т» устанавливается на удалении 10–12 м от оси трубопровода таким образом, чтобы датчик прибора, фиксирующий координату Y , располагался параллельно направлению трассы трубопровода.
2. На участке определения БПТ в месте установки токового топографа «Орион-Т» производится измерение сопротивления грунта на глубине фактического залегания трубопровода R_r , Ом.
3. В течение длительного времени регистрируется максимальное значение постоянного тока в грунте $I_{бл}$, достигнутое в течение всего периода измерения и его направление.
4. Проводится оценка опасного действия блуждающего постоянного тока по формуле:

$$\Delta U = R_r \times I_{бл} \leq 0,04, \text{ [В]} \quad (5)$$

где $I_{бл}$ — измеренное максимальное значение постоянного блуждающего тока; R_r — измеренное значение сопротивления грунта в зоне измерения БПТ; 0,04 (В) — градиент напряжения, критерий оценки опасного влияния БПТ [13].

Обследование коррозионно-опасных участков трубопровода

Одним из требований при проведении оценки коррозионной защищенности подземного трубопровода является исследование технического состояния изоляционного покрытия на коррозионно-опасных участках, где по данным ВТД имеются внешние коррозионные дефекты с глубиной более 15% от толщины стенки трубы [13].

Технология дистанционной магнитной локации позволяет получать данные о распределении anomalно-намагниченных зон по дистанции обследуемого трубопровода. Это дает возможность получать комплексную информацию по коррозионно-опасному участку после его обследования, которая будет содержать данные о техническом состоянии изоляционного покрытия и значения магнитных моментов в зоне концентраторов напряжения, совпадающих с координатами коррозионных дефектов. Знание величины магнитного момента в месте расположения коррозионного дефекта позволяет: во-первых, оценить как «работает» дефект при рабочем давлении в трубопроводе; во-вторых, определить степень опасности данного дефекта для дальнейшей эксплуатации трубопровода. Степень опасности коррозионного дефекта может быть оценена на основании сравнительного анализа со значениями магнитных моментов, полученных в зонах расположения опасных дефектов по данным ВТД. В **таблице 2** приведен пример оформления отчетных данных по распределению магнитных моментов по дистанции трубопровода.

Местам совпадения координат АНЗ с координатами границ участков изоляционного покрытия, имеющего «плохое» качество, при определении коррозионной защищенности трубопровода уделяется особое внимание, так как концентраторы напряжения в них могут быть связаны с коррозионными повреждениями стенки трубопровода. При планировании вскрышных работ эти места подлежат первоочередному вскрытию и изучению в шурфе технического состояния трубопровода и его изоляционного покрытия.

Практический опыт работы по использованию технологии дистанционной магнитной локации

В период с 2006 по 2008 гг. с использованием технологии магнитной локации было обследовано техническое состояние изоляционного покрытия и коррозионной защищенности свыше 680 км магистральных продуктопроводов в компаниях ОАО «АК «Транснефтепродукт», ОАО «Трансаммиак» и других транспортных трубопроводных предприятиях.

На фотографиях, приведенных на рисунке 8, представлены результаты вскрытия подземных трубопроводов, проведенных заказчиками по результатам их обследования. Было проведено 46 вскрытий на трубопроводах с обследованием изоляционного покрытия в шурфах. Все вскрытия трубопроводов показали высокое совпадение данных технического состояния изоляционного покрытия в шурфах с данными обследования, которые были представлены в Технических отчетах.

В 2007 г., основываясь на практических результатах работы по обследованию магистральных трубопроводов, специалистами ООО НПП «Техносфера-МЛ», ООО «Технические Идеи Новых Технологий» и ООО «Корпорация «Промэнергострой» была разработана «Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов с использованием технологии магнитной локации» и согласована с Ростехнадзором РФ.

►► Выводы:

Магнитная локация как метод бесконтактного обследования является инновационным направлением при диагностике магистральных трубопроводных систем при оценке их коррозионной защищенности. Ее отличительными особенностями от приведенных выше методов обследования подземных трубопроводов являются:

1. Метод экономически более эффективен по сравнению с действующими технологиями обследования. Весь объем информации по обследованию трубопровода, отраженный в настоящей работе (за исключением раздела 4.3.2), формируется после одного прохода с комплексом «Орион-3» звеном операторов-диагностов численностью 2–3 человека трассы обследуемого трубопровода. Производительность одного звена в зависимости от состояния трассы составляет от 8 до 15 км в смену.
2. Информация формируется в цифровом виде, что позволило автоматизировать систему камеральной обработки данных полевых работ, а это влечет за собой сокращения сроков предоставления отчетных материалов.

8 Состояние изоляционного покрытия в шурфах



3. Высокая степень автоматизации при выполнении измерений, сведение к минимуму влияния «человеческого» фактора на формирование измеряемых параметров, автоматическая система протоколирования и архивирования результатов измерения, минимальный шаг сканирования измеряемых параметров повышает степень достоверности и качество общих результатов обследования.
4. Использование одной диагностической системы при измерении большого числа параметров в одном промежутке времени (токов в трубопроводе, глубины залегания, трека трассы, аномально-намагниченных зон и т.д.) позволяет минимизировать количество измерительных средств при диагностике трубопровода, следовательно, уменьшить степень погрешности, повысить качество и снизить себестоимость работ.
5. Диагностические комплексы серии «Орион», программное обеспечение магнитной локации и камеральной обработки позволяют проводить обследование трубопровода без снижения качества при вынужденных отклонениях оператора от оси на расстояние до трех метров: обхождение препятствий — кустарников, буреломов и других преград.

В настоящей работе отражен опыт работы только одного из направлений использования технологии дистанционной магнитной локации. Однако магнитная локация может эффективно использоваться при выполнении других видов работ: выявление аномально-напряженных зон на трубопроводе, определение глубины фактического заложения и пространственного положения, составление карт минимальных глубин с любым интервалом измерений, нанесение обследованных трасс на карты и схемы в заданном масштабе, восстановление утраченных схем прокладок на местности подземных трубопроводов и ряд других работ по заданию заказчика.

- [1] Конев К.А. «Аппаратура для контроля состояния изоляционных покрытий подземных трубопроводов с использованием контактных и бесконтактных методов измерения» «Диагностика трубопроводов» / К.А.Конев, А.В.Харитонов, т. 1 : Доклад и сообщение на Шестой международной деловой встрече «Диагностика-96». — М. : ИРЦ Газпром, 1996, с. 169–178.
- [2] Глазов Н.П. «Анализ современных методов измерения поляризационных потенциалов на магистральных газопроводах»; «Современное состояние и проблемы противокоррозионной защиты магистральных газопроводов и промышленных сооружений отрасли» : Материалы совещания 1995 г., п. Лазаревский. — М. : ИРЦ Газпром, 1995, с. 28–42.
- [3] Устройство для контроля изоляции УКИ-1К, УКИ-1КМ». WWW. Kvasar-ufa.com.
- [4] «Трассоискатель «Поиск-01». WWW. Energoprj.ru/pribor/poisk01.htm.
- [5] РД 102-008-2002. Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом. ОАО «ВНИИСТ», 2003.
- [6] Приборы фирмы «Radiodetection» RD 8000. WWW. Radiodetection.ru/rd8000.htm.
- [7] ВРД 39-1.10-26-2001. Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов. ВНИИГАЗ, 2001.
- [8] Григорашвили Ю.Е. «Алгоритм расчета сопротивления изоляционного покрытия в методе магнитной локации» / Ю.Е.Григорашвили, К.М.Гумеров, Ю.В.Стицей, В.В.Иваненков : Материалы VII Конгресса нефтепромышленников России «Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа». — Уфа, 2007, с. 266–258.
- [9] Григорашвили Ю.Е. «Использование технологии магнитной локации для оценки технического состояния изоляционного покрытия подземных трубопроводов» / Ю.Е.Григорашвили, Ю.В.Стицей, В.В.Иваненков : Сборник научных трудов VI Международной научно-технической конференции «Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта». — Новополюк, 2007, с. 158–160.
- [10] ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. — М. : ПИК Издательство стандартов, 1998.
- [11] ГОСТ 9.602-89. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. [12] ГОСТ 9.602-2005 Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. [13] РД-29.200.00-КТН-176-06. Регламент обследования коррозионного состояния магистральных нефтепроводов и состояния противокоррозионной защиты. ОАО «АК «Транснефть», 2005.
- [14] Палашов В.В. «Электродинамическая модель определения полноты катодной защиты» / В.В.Палашов, О.В.Палашов : Изд «АКЕЛА», Москва, 2004, с. 195.