

УДК 622.69+620.1

Г.Л. Максимов¹, e-mail: MAKSIMOV.GL@gazprom-neft.ru; Ф.В. Носов¹, А.Д. Фогель¹, В.В. Семенов¹, А.А. Елисеев¹¹ ПАО «Газпром нефть» (Санкт-Петербург, Россия).

КОМПЛЕКСНАЯ ДИАГНОСТИКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ

В статье обосновывается необходимость разработки аппаратно-программного комплекса дистанционной диагностики для повышения эффективности методов внутритрубной дефектоскопии промысловых нефтепроводов. Описываются этапы НИОКР, создание испытательного стенда-полигона и получение положительных результатов по выявлению коррозионных повреждений. Представлена разработка метода бесконтактного магнитометрического контроля по созданию комплекса КБД-2П на основе пяти этапов работ. Оценивается результативность по завершении опытно-производственных испытаний на месторождениях ПАО «Газпром нефть» в 2014–2016 гг. Обсуждаются достоинства метода и перспективы усовершенствования.

Ключевые слова: комплекс бесконтактной диагностики КБД-2П, этапы НИОКР, технология, магнитометрический контроль, эффект использования, результативность, ремонт.

Современные промышленные технологии широко используют транспортировку нефти или газа по подземным трубопроводам. Ключевой задачей эксплуатационных служб является диагностика технического состояния трубопроводов. Существующие методы определения технического состояния трубопроводов либо трудоемки и экономически малоэффективны, либо неприемлемы по конструктивным особенностям трубопровода. В настоящее время магнитные измерения на промысловых трубопроводах являются основными технологиями диагностирования, реализуемыми во внутритрубной дефектоскопии и бесконтактной магнитометрической диагностике трубопроводов.

Наиболее информационным методом получения данных о размерах и видах повреждений металла трубопроводов является внутритрубная дефектоскопия (ВТД).

Однако, как показывает опыт работ, лишь около 40 % промысло-

вых трубопроводов технически приспособлены к пропуску снарядов-дефектоскопов, и в ближайшей перспективе не ожидается существенного увеличения доли трубопроводов с возможностью проведения внутритрубной дефектоскопии.

Некоторые дефекты не регистрируются, например не фиксируются коррозионные повреждения в зоне продольных заводских швов и продольных трещин [1]. Этот фактор вынуждает специалистов по эксплуатации комплексировать методы контроля и проводить работы с существенным увеличением объемов контрольных шурфовок для уточнения параметров дефектов. Ограничения использования метода внутритрубной дефектоскопии на промысловых трубопроводах объясняются также отсутствием универсальных снарядов-дефектоскопов для выявления дефектов произвольной ориентации по диапазонам малых диаметров трубопроводов и требованиями к

равнопроходности по внутреннему сечению трубопровода. Необходимо также отметить высокую стоимость работ по подготовке трубопровода к внутритрубной диагностике и непосредственно работ по прогону ВИП [2].

Для решения перечисленных проблем в ряде организаций разработана аппаратура для внутритрубной диагностики (прибор «СКИФ» МБС-04 фирмы НТЦ «Транскор-К», прибор ИКН-3-12 фирмы «Энергодиагностика» и др.).

Эти приборы используются в методах магнитометрического обследования стальных трубопроводов, при котором измеряется постоянное магнитное поле вдоль трубы. Аномалии в измеренном поле, по мнению разработчиков аппаратуры, обусловлены изменением магнитной структуры металла в зонах концентрации напряжений и коррозионно-усталостных повреждений.

В то же время в сложных случаях бесконтактной диагностики су-



Рис. 1. Общий вид КБД-2

существующая аппаратура оказывается недостаточно эффективной. Ошибки в диагностике могут объясняться вариативностью причин фиксируемых при бесконтактной диагностике аномалий остаточного намагничивания [3], недостатками конструкций приборов и методик измерений, неоднозначностью и упрощенным характером интерпретации наблюдений, а также большой ориентационной погрешностью и погрешностью привязки наблюдений.

Преодолеть указанные недостатки или уменьшить их влияние предлагается за счет использования комплексной диагностики трубопроводов, усовершенствования и улучшения технических параметров применяемых средств измерений и способов их использования при интерпретации результатов измерений. Существует также техническая возможность уменьшить погрешности магнитометрических наблюдений за счет встроенных датчиков переменного поля и возможности получения автоматизированных речевых рекомендаций оператору о направлении перемещения к оси наблюдения. Эти возможности реализует магнитометрический комплекс бесконтактной диагностики КБД-2, разработанный по заказу ПАО «Газпром нефть».

В основу предлагаемого метода комплексной диагностики технического состояния нефтепроводов заложены измерение постоянного и переменного магнитных полей, а также обработка и интерпретация измерений с помощью специального программного обеспечения, входящего в состав автоматизированного рабочего места диагностики (АРМ-Д). В отличие от перечисленных выше приборов комплекс бесконтактной диагностики КБД-2 позволяет измерять в реальном времени до 40 параметров постоянного поля, включая полную объемную матрицу градиентов поля, и параметры переменного магнитного поля (используя также поля катодной защиты).

Как известно, основная идея магнитометрического метода бесконтактной диагностики состоит в использовании корреляционной связи реальных дефектов трубопровода и возникающих в этом случае аномалий магнитного поля. Вследствие множества влияющих и неучитываемых факторов эта связь является статистической. Поэтому для максимально возможной точности выделения дефектов, определения их координат и геометрических характеристик необходимо увеличить количество измеряемых и независимых параметров и повысить их информативность.

ЭТАПЫ НИОКР ПО СОЗДАНИЮ КОМПЛЕКСОВ КБД-2 И КБД-2П

Перед проведением НИОКР были выполнены сравнительные испытания прототипа комплексов КБД-2 и КБД-2П – аппаратуры КБД-1 на объектах ПАО «Газпром нефть», обследованных внутритрубными дефектоскопами (ВТД). В результате сравнительных испытаний была получена высокая сходимость выявленных дефектов КБД-1 и ВТД. Также были установлены уровни и характерные особенности фоновых значений магнитного поля трубопровода и аномалий от дефектов. По сравнению с магнитометрами, работающими на других физических принципах, феррозондовые датчики дали максимальную погрешность 20 нТл в диапазоне измеряемого постоянного магнитного поля от -450 до 450 мкТл. Результаты испытаний показали перспективность разработки и необходимость усовершенствования конструкции прибора путем уменьшения его габаритов и массы, а также увеличения чувствительности и количества датчиков.

В 2009 г. на первом этапе было проведено математическое моделирование магнитных полей рассеяния от дефектов с пересчетом их по высоте. В результате была доказана принципиальная возможность выделения дефектов. Для настройки



Рис. 2. Проведение полевой диагностики с КБД-2

Таблица 1. Выявляемость дефектов при испытаниях КБД-2 на полигоне для трубы диаметром 219 мм

Типоразмер трубы		Параметры дефектов		Расстояние от центра детекторной системы до верхней образующей (в диаметрах трубы)					
Диаметр	Толщина стенки	Длина, мм	Глубина дефекта	3	5	10	15	20	25
219	5	100	0,35t	+	+				
		100	0,50t	+	+				
		400	0,35t	+	+				
		400	0,50t	+	+	+			
		1000	0,35t	+	+	+			
		1000	0,50t	+	+	+	+		
	10	100	0,35t	+	+				
		100	0,50t	+	+	+			
		400	0,35t	+	+				
		400	0,50t	+	+	+			
		1000	0,35t	+	+	+			
		1000	0,50t	+	+	+	+		
		Расстояние в метрах		0,65	1,09	2,19	3,28	4,38	5,47

Таблица 2. Выявляемость дефектов при испытаниях КБД-2 на полигоне для трубы диаметром 114 мм

Типоразмер трубы		Параметры дефектов		Расстояние от центра детекторной системы до верхней образующей (в диаметрах трубы)								
Диаметр	Толщина стенки	Длина, мм	Глубина дефекта	3	5	10	15	20	25	30		
114	5	400	0,35t	+	+	+						
		400	0,50t	+	+	+	+					
		2000	0,35t	+	+	+	+					
		2000	0,50t	+	+	+	+	+				
	10	400	0,35t	+	+	+	+					
		400	0,50t	+	+	+	+	+				
		2000	0,35t	+	+	+	+	+	+			
		2000	0,50t	+	+	+	+	+	+	+		
				Расстояние в метрах		0,34	0,57	1,14	1,71	2,28	2,85	3,42

датчиков была разработана мера магнитной индукции (ММИ), которая использовалась при изготовлении устройства. В 2010 г. было разработано и изготовлено немагнитное поворотное устройство для калибровки феррозондовых магнитометров в мере магнитной индукции. Благодаря особенностям конструкции феррозондов и методики калибровки удалось добиться снижения погрешности определения разностей компонент постоянного магнитного поля до 10 нТл, что, согласно результатам моделирования, достаточно для выявления дефектов на глубине залегания до 5 м. Получен патент № 2568808 на способ и устройство

для бесконтактной диагностики технического состояния подземных трубопроводов [4].

В 2011 г. был изготовлен первый опытный образец КБД-2 (рис. 1 и 2). Его конструкция состояла из трех магнитометров-градиентометров, закрепленных под прямыми углами друг к другу в центре каркаса ранцевого типа. На концах каждого магнитометра-градиентометра находятся трехкомпонентные феррозондовые магнитометры, оси которых при измерениях ориентированы в трех взаимно перпендикулярных направлениях: вдоль оси трубопровода, поперек оси трубопровода и вертикально вверх – перпендикулярно оси трубопровода.

Такая конструкция позволяет получать 18 значений компонент магнитного поля и девять разностей компонент. В первом приближении – полную матрицу градиентов поля. Помимо магнитометров-градиентометров в состав КБД-2 включены индукционные датчики, использование которых позволило получить информацию о состоянии изоляции и уточнять местоположение узла датчиков.

Для испытания изготовленной конструкции КБД-2 был построен полигон «Ладога» (рис. 3), на котором были установлены восемь участков трубопроводов диаметром 114 и 219 мм, каждый длиной 45 м и с различной толщиной стенки t –

Таблица 3. Технические характеристики КБД-2П

Параметр	Значение
Габаритные размеры, мм	400 x 450 x 400 (длина x ширина x высота)
Масса, кг	4,6
Расстояние между блоком магнитометров и трубопроводом	До 5 м в зависимости от диаметра трубопровода и рабочего давления
Количество регистрируемых параметров поля на каждом шаге сканирования	33
Глубина выявляемых дефектов, от толщины стенки трубы	Начиная с 10 %
Минимальная длина выявляемых дефектов, мм	5
Диаметр обследуемых трубопроводов, мм	60–1420
Частота стробирования, Гц	50
Шаг регистрации данных, при скорости перемещения 0,5–2,0 м/с, см	1–4
Емкость памяти	Зависит от объема жесткого диска регистрирующего ПК
Погрешность определения координат, м	±0,5
Диапазон рабочих температур, °С	От –40 до 60
Производительность	До 5 км в день на одну бригаду (два человека)

от 5 до 10 мм. Испытания КБД-2 проводились на разной высоте трубных участков. На образцы были нанесены искусственные дефекты типа продольной канавки глубиной 0,35–0,5t (внутренние и наружные). Для имитации процессов развития коррозионных дефектов трубы подвергались нагружению циклическим внутритрубным высоким давлением с использованием разработанной гидравлической станции.

С помощью КБД-2 выполнялись измерения магнитного поля на нескольких высотах, имитирующих погружение трубопровода, с использованием штатива на подвижной немагнитной платформе. Испытания КБД-2 на полигоне показали, что искусственные дефекты типа ручейковой коррозии глубиной 0,35t уверенно выявляются по особенностям компонент

и градиентов поля до высоты 3 м (рис. 4) между верхней кромкой труб диаметром 114 и 219 мм и центром системы датчиков (табл. 1 и 2). В 2012 г. были проведены первые полевые испытания комплекса КБД-2 на трубопроводах месторождений ПАО «Газпром нефть». По выявленным аномалиям производились шурфовки для проверок методами магнитного сканирования (МС) и ультразвуковой толщинометрии (УЗТ). Из 10 контрольных шурфов девять содержали дефекты с глубиной выноса металла (более 35 % толщины стенки).

В 2013 г. был изготовлен усовершенствованный промышленный образец КБД-2П (рис. 5 и 6). Габаритные размеры комплекса были уменьшены в два раза, а масса – в четыре раза за счет уменьшения базового расстояния между датчиками и увеличением чувствительности датчиков. Чувствительность увеличена благодаря использованию инновационной схемотехники с низким уровнем шумов в цепях обратной связи датчиков поля. Комплекс был снабжен защитным кожухом. Технические характеристики КБД-2П приведены в табл. 3. В 2013 г. были проведены опытно-методические испытания КБД-2П на действующих нефтепромышленных трубопроводах

и высоконапорных водоводах. В результате проведенного дополнительного дефектоскопического контроля (ДДК) трубопроводов в зонах аномалий магнитного поля, выявленных по данным КБД-2П, методами магнитного сканирования и ультразвуковой толщинометрии в шурфах были обнаружены опасные дефекты.

Выявляемость опасных дефектов по данным шурфования составила 85 %. Результаты испытаний подтвердили характеристики комплекса, полученные на полигоне.

В 2014 г. проводились сравнительные испытания КБД-2П на напорном нефтепроводе с данными внутритрубной дефектоскопии. С учетом возможного взаимного расхождения координат магнитных аномалий в 3 м результативность выявленных опасных дефектов составила 90 %.



Рис. 3. Испытательный стенд из отрезков труб на полигоне



Рис. 4. Повысотная регистрация магнитных полей



Рис. 5. Общий вид КБД-2П без кожуха



Рис. 6. Проведение полевой диагностики с КБД-2П

ТЕХНОЛОГИЯ БЕСКОНТАКТНОГО МАГНИТОМЕТРИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ

С 2014 г. и до настоящего времени по разработанной и утвержденной заказчиком технологии бесконтактного магнитометрического контроля БМК проводятся опытно-эксплуатационные испытания КБД-2П, включенные в экспертные работы по ревизии и диагностике, продлению сроков безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов.

Технология бесконтактного магнитометрического контроля БМК промысловых трубопроводов осу-

ществляется поэтапно в следующем порядке:

1-й этап – рекогносцировочные работы, выполняются в целях трассирования трубопровода и определения координат точек трассы трубопровода, а также оценки инженерно-технологической обстановки на объекте проведения работ. Определение координат точек трассы трубопровода производится с помощью прибора спутниковой GPS-навигации;

2-й этап – проведение магнитометрических измерений с использованием КБД-2П в целях выявления, локализации и оценки опасности

зон концентрации напряжений (ЗКН), связанных с потенциально опасными зонами, вызванных коррозионными и/или механическими повреждениями. Оператор равномерно со скоростью 0,5 м/с перемещает комплекс вдоль оси трубопровода, руководствуясь речевыми автоматизированными рекомендациями по направлению движения оператора, показывающими направление приближения к оси трубопровода;

3-й этап – камеральная обработка и интерпретация полученных магнитометрических данных с составлением перечня потенциально опасных зон.

Обработка и интерпретация магнитометрических данных, получаемых комплексом бесконтактной диагностики КБД-2 проводится с помощью специального программного обеспечения, входящего в состав АРМ-Д. Исходными данными для интерпретатора, работающего с определенным участком трубы, являются файлы с записью 40 параметров, полученные при перемещении оператора вдоль проекции оси трубопровода, а также файлы с метками GPS.

Обязательным элементом интерпретации является получение и сравнение магнитограмм от двух

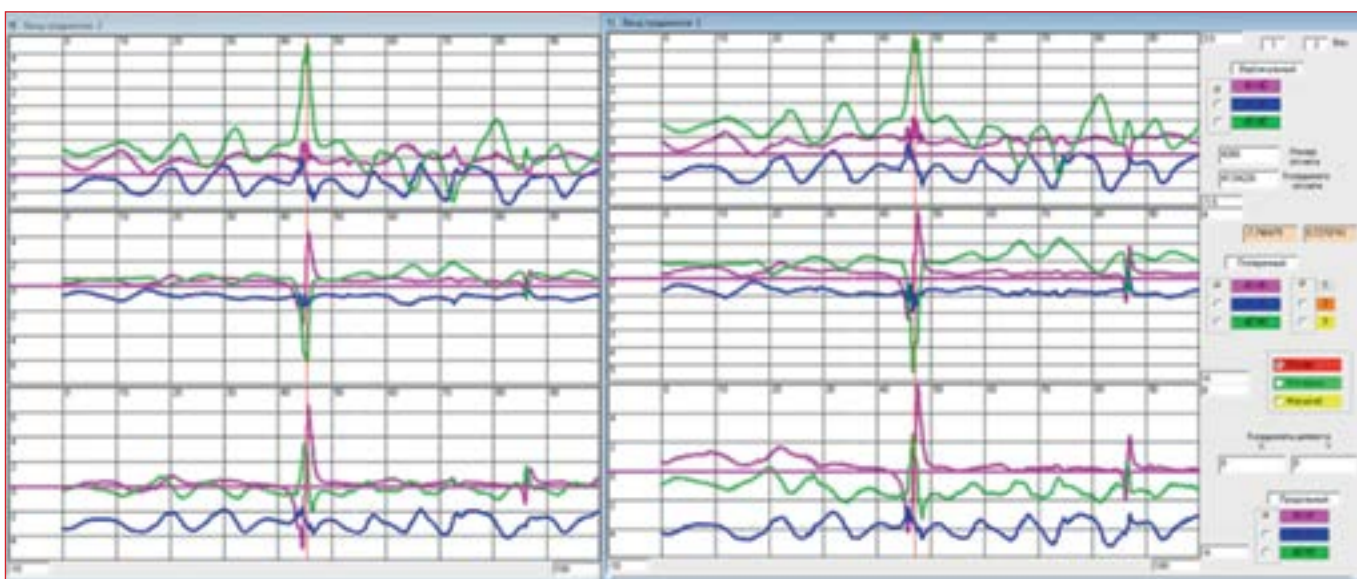


Рис. 7. Девять градиентов постоянного поля на 100-метровом участке трубы. На рисунке представлены графики первого и второго проходов оператора. Вертикальным красным маркером отмечена магнитная аномалия

Таблица 4. Статистика выявляемости опасных дефектов за период с 2014 г. по настоящее время на трубопроводах ПАО «Газпром нефть»

Количество участков трубопроводов с дефектами	Дефекты первоочередного ремонта	Всего дефектов	Технологические дефекты	Трубопроводы с дефектами глубиной $\geq 30\%$		
				30–34 %	35–49 %	$\geq 50\%$
267	430	827, из них 574 внешних и 250 внутренних	281	214, из них 76 внешних и 138 внутренних	203, из них 117 внешних и 86 внутренних	129, из них 103 внешних и 26 внутренних

проходов, выполненных в одном направлении. За счет того, что регистрируемое магнитное поле подвержено влиянию подвижек оператора в магнитном поле Земли (неравномерный шаг, локальные изменения положения оператора относительно оси трубопровода и т. п.), анализ данных по двум независимым проходам дает возможность отделить аномалии, не связанные с дефектами на трубопроводе, от аномалий, связанных с близко расположенными ферромагнитными предметами, и получать информационные параметры поля с большей статистической представительностью. Использование фильтрации на основе быстрого Фурье-преобразования дает возможность существенно уменьшить влияние неинформативных флуктуаций компонент поля и их градиентов.

Пример магнитограммы градиентов поля для двух проходов приведен на рис. 7.

Производятся сопоставления значимых информационных параметров по первому и второму проходу измерений, которые ранжируются с использованием 3-балльной шкалы оценок.

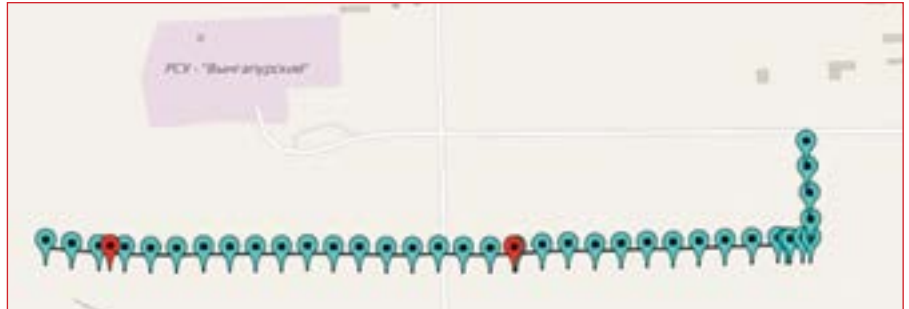


Рис. 8. Визуализация обследуемого трубопровода на карте-схеме. Красным отмечены координаты аномалий

В целом процесс интерпретации можно представить в виде трех стадий: вначале интерпретатор поочередно просматривает значимые информационные параметры ЗИП по двум проходам. По набранным суммам ЗИП производится ранжирование с использованием 3-балльной шкалы. Затем по параметрам встречаемости разных признаков интерпретатор присваивает каждой аномалии ранг, по которому производится классификация аномалий по их степени опасности. На последней стадии интерпретатор устанавливает GPS-координаты аномальных зон (рис. 8);

4-й этап – проведение детализационных работ на выделенных потенциально опасных зонах по данным КБД-2П;

5-й этап – проведение шурфовых работ и измерений на трубопроводе методами контактной диагностики в зонах, выделенных КБД-2П, в целях локализации и регистрации опасных дефектов с использованием ультразвуковых и магнитных сканеров.

РЕЗУЛЬТАТИВНОСТЬ ОПЫТНО-ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ

Анализ работ, выполненных на объектах заказчика в 2014–2016 гг., показал высокую результативность метода бесконтактного магнитометрического контроля для выявления опасных дефектов на трубопроводах ПАО «Газпром нефть». В табл. 4 и на рис. 9 представлены данные статистики выявляемо-

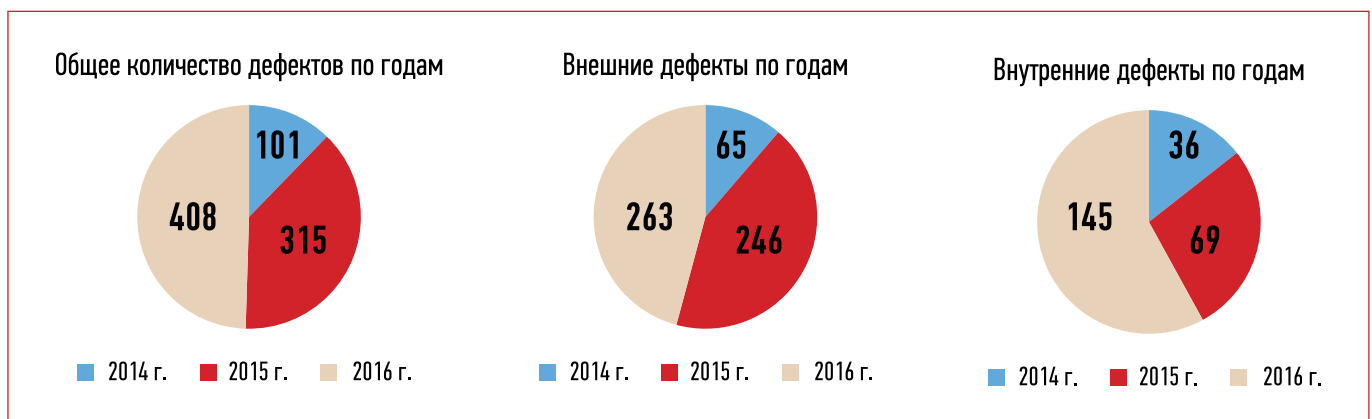


Рис. 9. Статистика выявляемости опасных дефектов по годам

сти опасных дефектов за период с 2014 г. по настоящее время на трубопроводах ПАО «Газпром нефть».

ЭФФЕКТ ОТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИЯ О РЕМОНТЕ ТРУБОПРОВОДА

Диагностика с использованием КБД-2П показала высокую точность позиционирования (определения местонахождения на трассе трубопровода) дефектов металла. При бесконтактном обследовании с помощью КБД-2П ошибка позиционирования существенно сокращена вследствие определения местоположения дефектов на трассе при помощи той же системы измерения расстояния, что и при проведении обследования.

При наличии доступа по трассе трубопровода применение бесконтактной технологии с использованием КБД-2П не требует особой подготовки объекта к обследованию, изменения рабочих режимов транспортирования продукта. Аппаратура позволяет выявлять дефекты различных типов (в том числе продольные трещиноподобные дефекты, дефекты монтажных соединений), не имеет ограничений по диаметрам обследуемых трубопроводов и их конструктивным особенностям (углам поворотов, подъемов, толщине стенки трубы, рабочему давлению в трубопроводе и т. п.) и обеспечивает возможность применения на объектах, технически не готовых к проведению внутритрубной дефектоскопии.

В то же время эти особенности конструкции могут фиксироваться аномалиями магнитного поля и выявляться при обработке и интерпретации. При этом отмечено, что

в зонах кольцевых швов на вновь построенных трубопроводах фиксируются интенсивные аномалии магнитного поля, препятствующие кондиционному обследованию трубопроводов до одного года после завершения СМР. Однако в ходе НИОКР характеристики аномалий «свежих» сварных швов не изучались, так как приоритетом являлась тематика коррозионных повреждений. Представляется, что новая тема должна быть изучена на предмет использования магнитометрии для экспресс-оценки качества сварных швов при СМР.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Впервые в мировой практике получена возможность измерять с использованием КБД-2 и КБД-2П полную матрицу градиентов постоянного магнитного поля трубы для выявления дефектов разного характера и их ранжирования. Опытные-методические и опытно-промышленные работы с комплексом бесконтактной диагностики КБД-2П показали наибольшую информативность вертикальных градиентов компонент магнитного поля и вертикальных градиентов модулей. Планируется дальнейшее усовершенствование конструкции измерительного комплекса, которое увеличит количество фиксируемых значимых информационных параметров до 100 и более единиц. Очевидно, что такое количество измерительной информации может быть оперативно обработано и проинтерпретировано только автоматизированным программным средством. Поэтому планируется усовершенствование КБД-2П и современного варианта АРМД с полной автоматизацией обработ-

ки и интерпретации измеренных данных КБД-2П.

Разработанная и внедряемая на объектах ПАО «Газпром нефть» комплексная БМК существенно повышает результативность традиционных методов диагностики за счет:

- оперативности обработки исходной магнитометрической информации, позволяющей заказчику организовать традиционное обследование трубопроводов в минимальные сроки;
 - адресного и объективного назначения мест шурфовки трубопровода при формировании индивидуальной программы диагностических работ;
 - проведения мониторинга развития обнаруженных дефектов на локальных участках трубопровода, позволяющего снизить затраты на диагностику и осуществить долгосрочную программу продления ресурса трубопровода в результате выборочного ремонта;
 - возможности применения указанной технологии диагностики для оценки состояния трубопроводов на участках, где нет технической возможности или экономической целесообразности проведения внутритрубной диагностики (старые трубопроводы, трубопроводы-отводы, небольшая протяженность участков трубопровода и т. д.).
- В целом технология обеспечивает существенное сокращение полного цикла ремонтно-восстановительных работ и существенное сокращение затрат за счет локализации участков, требующих ремонта и оптимизации ремонтно-восстановительных работ, привлечение минимального количества людских и технических ресурсов заказчика.

Литература:

1. Савеня С.Н., Савеня А.А. Методы диагностики стресс-коррозионных повреждений трубных сталей // Вестник ВолгГАСУ. 2006. Вып. 6 (20). С. 44–47.
2. Карпов С.В. Проблемы внутритрубной дефектоскопии магистральных газопроводов, подверженных КРН // Материалы 13-й Международной деловой встречи «Диагностика-2003». М.: ИРЦ «Газпром», 2003. Т. 3. Ч. 2. С. 37–42.
3. Крапивский Е.И., Венкова Ю.А. Исследование влияния напряженных состояний на индуцированное магнитное поле трубопровода // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2015. № 11. С. 300–304.
4. Пат. 2568808 РФ. Способ и устройство для бесконтактной диагностики технического состояния подземных трубопроводов / А.А. Елисеев, В.В. Семенов, А.Д. Фогель, И.К. Антонов, Ф.В. Носов, В.В. Нестеров, М.В. Захаров. Владелец – ПАО «Газпром нефть».