

Тема: Диагностика обводненных участков нефтепроводов

Содержание

Введение.....	5
1. Метод эхолокации.....	7
2. Трассопоисковая система и акустический метод.....	10
3. Магнитометрический контроль.....	16
3.1. Комплекс аппаратуры для дистанционной диагностики.....	17
3.2. Магнитометр-градиентометр Pipe-Mag.....	18
3.3. Аппаратура электромагнитной диагностики трубопроводов АЭМД.....	19
4. Измерение постоянного электрического поля.....	19
4.1. Метод потенциала.....	19
4.2. Двухэлектродный метод измерений.....	20
4.3. Трехэлектродный метод.....	20
5. Метод градиента потенциала постоянного тока.....	21
6. Поляризационные методы исследования трубопровода.....	22
Заключение.....	23
Список литературы.....	24

Введение

Современная методика диагностики подводных переходов трубопроводов.

Для определения параметров, характеризующих пространственное положение трубопроводов, в настоящее время успешно применяются гидроакустические, электромагнитные и сейсмоакустические приборы, а также средства определения геодезических координат точек измерений. При этом для уточнения параметров нарушений состояния подводных переходов в обязательном порядке проводятся контрольные водолазные спуски. Все эти требования определены в Регламенте РД51-3-96.

Применяемые для определения геодезических координат средства измерений (теодолиты, тахеометры) и методики их применения в основном удовлетворяют требованиям нормативной документации. Внедрение в практику диагностики подводных переходов современных GPS-технологий позволило существенно снизить трудоемкость, повысить достоверность геодезических работ и обеспечить совместимость геодезической привязки положения подводных трубопроводов с объектами береговой части в единой государственной системе координат.

Задачи измерения глубин водоемов и обнаружения обнаженных и провисающих участков трубопроводов решаются с помощью эхолотов и гидролокаторов бокового обзора.

По-прежнему сложной задачей является определение высотного положения участков трубопроводов, находящихся под защитным слоем грунта.

Таким образом, измерительные приборы, взаимоувязанные в единый комплекс для диагностики подводных переходов, можно условно разделить на две части: одни приборы предназначены для определения положения трубопровода, другие для батиметрической съемки рельефа дна водной преграды. При этом также используются приборы-индикаторы (гидролокаторы бокового и кругового обзора, акустический профилографы), которые не являются измерительными, но позволяют визуально определить положение трубопровода и характер его размыва.

Подводный переход является сложным инженерным и природным объектом, от исправности которого зависит бесперебойная транспортировка газа и газового конденсата. Основными отличительными особенностями подводного перехода являются:

- прохождение через ряд участков реки, резко отличающихся друг от друга по характеру воздействия на трубопровод;
- наличие обязательной балластировки трубопровода, компенсирующей его положительную плавучесть;

- затрудненный доступ к трубопроводу для проведения ремонтно-восстановительных работ;
- как правило, наличие неравнопроходного сечения основной магистрали и сечения трубопровода в зоне подводного перехода.

В результате влияния внешних факторов на трубопровод подводного перехода могут возникнуть неисправности в виде размыва защитного слоя грунта над его верхней образующей вплоть до оголения и провиса трубопровода, что приводит к появлению нерасчетных напряжений от гидродинамического напора воды.

Внешние воздействия на оголенный трубопровод во время ледохода и паводка, кроме того, могут привести к нарушению его балластировки (смещение и сваливание пригрузов) и повреждению изоляционного покрытия.

1. Метод эхолотации

Одним из наиболее важных этапов диагностики подводных переходов является съёмка подводной части акватории и обнаружение оголённых и провисающих участков трубопроводов.

Классически эта работа выполняется однолучевым промерным эхолотом, совместно с гидролокатором бокового обзора (ГБО).

Судно, двигаясь по запроектированным промерным галсам, с некоторой дискретностью описывает подводный рельеф.

ГБО даёт представление о подводной ситуации, дополняя данные промеров акустическим изображением, позволяющим оценить размеры и формы обнаруженных объектов.

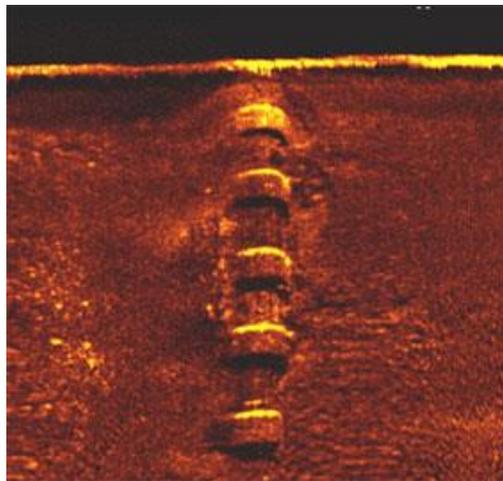


Рисунок 1. Гидролокационное изображение размытого трубопровода.

Исходя из опыта работы по диагностике подводных трубопроводов на объектах различной сложности, необходимо сделать следующее заключение: промерные работы с использованием классической технологии не всегда эффективно решают задачу получения достаточной информации о состоянии подводного рельефа и ситуации.

Например, на подводных переходах с сильно расчленённым рельефом техногенного характера, применение однолучевого эхолота и гидролокатора бокового обзора малоэффективно в силу особенностей данного оборудования. Также эта технология малоэффективна на протяжённых объектах, требующих большой степени детализации, например при обследовании морских подводных трубопроводов.

Таким образом, однолучевые эхолоты, даже в комплексе с ГБО, недостаточно полно решают задачу детального обследования дна акваторий подводных переходов.

Подходят для приближённого моделирования подводного рельефа и оценки ситуации.

Их целесообразно использовать:

- При работе с малого плавсредства;
- На участках с экстремально малыми (менее 2 м) глубинами;
- На участках, не требующих 100-процентной площадной съёмки;
- На участках с пологим подводным рельефом.

При работах с многолучевыми эхолотами обеспечивается площадная (100-процентная) съёмка акватории с большой плотностью данных, сравнимых по объёму с результатами наземных съёмок цифровым лазерным сканером (рис.2). По сравнению с однолучевыми системами имеют большее преимущество на участках со сложным подводным рельефом и в некоторых случаях заменяют гидролокатор бокового обзора.

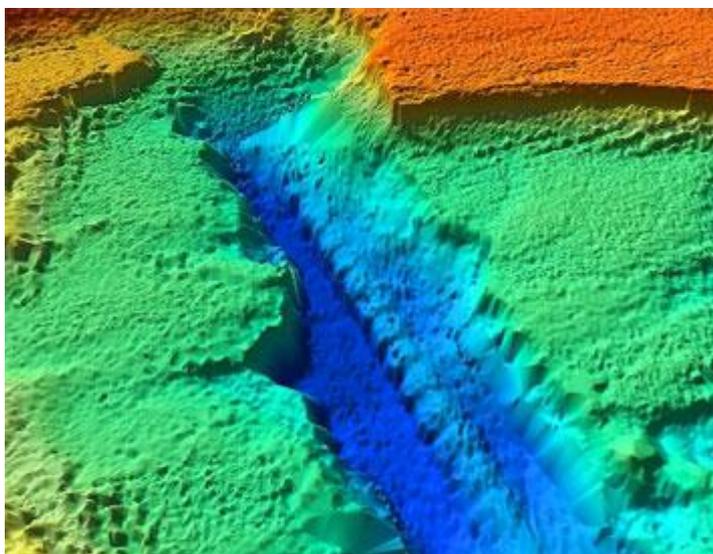


Рисунок 2. Фрагмент съёмки участка акватории подводного перехода многолучевым эхолотом

Многолучевые эхолоты рекомендованы Международной гидрографической организацией для задач:

- Контроля за строительством и эксплуатацией подводных трубопроводов и других подводных сооружений;
- Картографирования акваторий портов, водных путей и судоходных каналов;
- Выполнения детальной съёмки рельефа дна на акваториях, где производится подводное строительство или дноуглубление.

При диагностике подводных переходов многолучевые эхолоты целесообразно использовать:

- На участках, требующих 100% площадной съёмки;

- При больших объёмах промерных работ;
- На участках со сложным подводным рельефом.

Приборный комплекс на основе многолучевого эхолота должен включать в себя набор датчиков и устройств, корректирующих работу системы, а также специализированное ПО для управления и контроля за сбором данных.

Расстояния (офсеты) между всеми ключевыми точками промерного судна - датчиком динамических перемещений и антеннами устройств, должны быть тщательно измерены и учтены в системе координат судна (рис. 3).

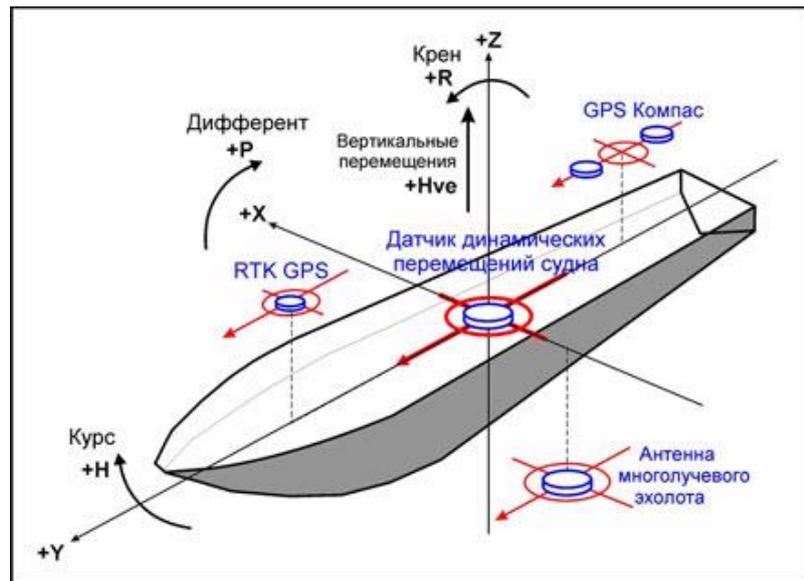


Рисунок 3. Геометрия осей судна и принципиальная схема расположения основных датчиков системы.

Тщательно выверенная схема расположения устройств системы позволяет уверенно проводить работы в условиях небольшого волнения, при высоте волны более 1 метра.



Рисунок 4. Малый промерный катер с установленным приборным комплексом.

Точное координирование промерного судна осуществляется в реальном времени с помощью геодезических GPS- приёмников, использующих технологию DGPS или RTK.

Опорная базовая станция, установленная на берегу находится на пункте с известными координатами и по радиоканалу транслирует дифференциальную коррекцию для приёмника, находящегося на судне.

При невозможности использования этой технологии в связи с большой (более 15-20 км) протяженностью подводного перехода может использоваться система дифференциального сервиса глобального действия.

2.Трассопоисковая система и акустический метод

Контроль плано-высотного положения трубопровода на подводных (русловых) участках подводного перехода выполняется несколькими методами, имеющими возможность взаимного контроля.

В качестве основного метода используется трассопоисковая система с генератором сигнала, подключаемым к трубопроводу. На подводных переходах большой протяжённости требуется повышенная мощность генератора сигнала.

Трассопоисковая система, применяемая на русловых участках подводных переходов, в отличие от наземной, производящей измерения вертикальной составляющей в статике, должна собирать данные в режиме непрерывного движения, так как установлена на судне,двигающемся по съёмочным галсам, ориентированным поперёк трубопровода.

Окончательное вычисление плано-высотного положения оси трубопровода осуществляется в режиме пост-обработки.

Существует прямая зависимость точности определения положения трубопровода от глубины до его оси. В целях повышения достоверности измерений следует увеличивать количество съёмочных галсов, создавая избыточные измерения, дублировать измерения в разных частотных диапазонах и использовать независимый метод контроля.

Независимым методом контроля данных электромагнитного трассоискателя на русловых участках является метод акустического профилирования. Он имеет свои недостатки, но на участках со средней и большой глубиной воды (10-20 м) и небольшим (1-3 м) заглублением трубопровода под поверхностью дна водоёма показал положительные результаты (рис.5).

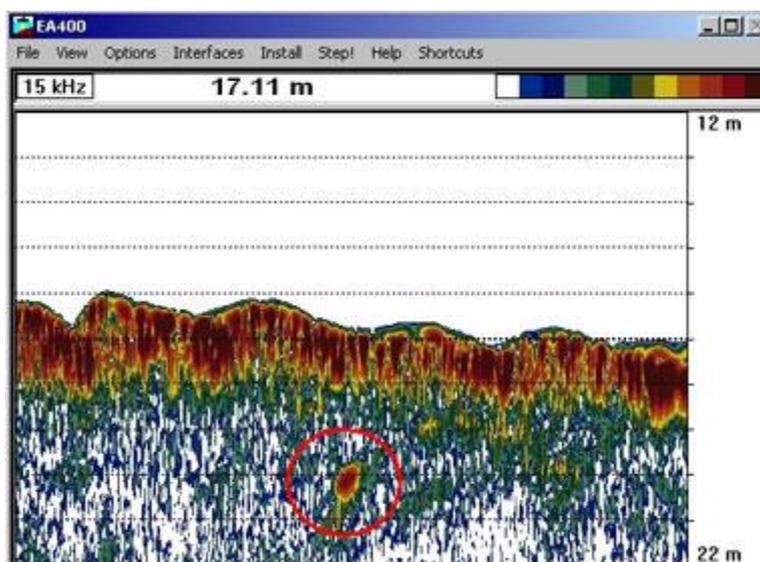


Рисунок 5. Акустическое изображение замкнутого трубопровода на глубине 3 м.

Трассоискатель «Интершельф-4» разработанный фирмой «Интершельф-СТМ» необходимо погружать в воду и для этого он снабжается 12 метровой штангой. На водоемах с глубиной не более 12 метров и со слабым течением этот прибор хорошо зарекомендовал себя и много лет данные поставляемые специалистами фирмы «Интершельф-СТМ» в банк данных ООО «ПГЭС» не вызывали нареканий.

Большую роль в этом играет мощность генератора и способ его подключения, но если мощность в руках разработчиков, а правильное подключение результат профессиональной подготовки, то возможность подключения генератора как можно ближе к подводному переходу чаще всего невозможна, т.к. крановые узлы находятся на большом удалении, а КИКи либо отсутствуют, либо имеют плохой контакт.

Использование стандартных трассопоисковых приборов разработки самых известных фирм, таких как «Радиодетекшн», «СЕБА», «Фишер» и другие, не говоря уже об «АКА-Гео», на подводных переходах не всегда обеспечивают получение достоверных данных т.к. эти приборы в основном разрабатывались для поиска городских коммуникаций и для работы на трубопроводах больших диаметров не рассчитаны.

Применение трассопоисковых приборов под водой с использованием водолазов сильно затруднено в силу специфических условий в речной воде водолаз не может правильно использовать такой прибор. Он не может ориентировать его на ось трубы, не может рассмотреть показания прибора, а самое главное нет возможности точно определить место, где водолаз производит измерение.

Использование георадаров до сих пор не находит широкого применения на подводных

трубопроводах. Вероятно, их использование возможно на мелководе (не более 1 м) или при буксировании непосредственно по дну, но это требует решения целого круга методических и технологических задач. Эти задачи могут быть решены, но даст ли использование данной технологии существенное преимущество перед используемыми - не очевидно.

К недостаткам акустического метода можно отнести уменьшение проникновения сигнала с ростом толщины грунта над трубопроводом, громоздкость аппаратуры, относительная сложность в настройках и управлении. Положительное качество возможность в режиме реального времени наблюдать величину слоя грунта над верхом замытого трубопровода.

В случае совпадения данных, полученных от двух независимых источников, положение трубопровода определяется уверенно.

Совместное использование этих методов позволяет уменьшить погрешности каждого метода в отдельности.

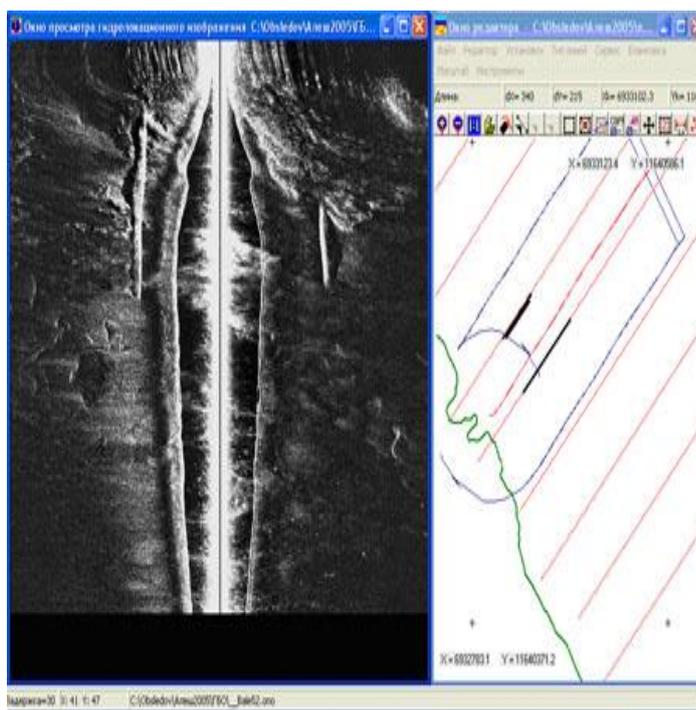


Рисунок 6. Гидроакустическое изображение оголенных трубопроводов

Полученные данные обрабатываются в специальном ПМО "PipeTracer", которое позволяет получить плановое и высотное положение трубопроводов в виде текстовых фай-лов, содержащих координаты и глубину залегания труб. Одновременно формируются файлы с данными по величине тока катодной защиты

(генератора), которые в дальнейшем вносятся в чертежи профилей трубопроводов и характеризуют качество изоляции вдоль трубопровода. Геодезическая съемка берегов выполняется электронным тахеометром "Trimbl 3305 Extrim". Точки стояния привязывались к реперам геодезической спутниковой навигацией "Legacy-H". Уравнивание опорных точек проводилось в ПМО "Pinnacle".



Рис.9 Спутниковый приемник на репере

Проведенные с катера и с лодки эхолотные промеры позволяют получить подробный батиметрический план обследуемой акватории коридора подводных переходов.

Подробная камеральная обработка данных проводится в программе "TransCalc" и позволяет вычислить места оголений и провисов и выпустить отчетную документацию с графическим оформлением материалов в соответствии с Регламентом РД 51-3-96.

3. Магнитометрический контроль

Сущность магнитометрического контроля заключается в бесконтактном обследовании с поверхности земли всей протяженности подземных и подводных трубопроводов с сохранением целостности сооружения.

Бесконтактный магнитометрический метод основан на выявлении аномалий напряженности магнитного поля над трубопроводом, обусловленных дефектами основного металла и сварных швов или изгибными напряжениями трубопровода,

являющимися зонами концентрации напряженно-деформированного состояния, интенсифицирующими развитие повреждений.

Магнитометрический метод обследования позволяет выявить участки напряженно-деформированного состояния металла трубопровода и зафиксировать их в функции пути и времени перемещения оператора с получением в автоматическом режиме информации на дисплее оператора и записью результатов. Дальнейшая обработка и документирование результатов контроля обеспечивается специальной программой на персональном компьютере.

Метод обладает рядом преимуществ и дает возможность:

- оперативно проводить контроль состояния подземных трубопроводов с поверхности земли без вскрытия, в привычном режиме работы;

- контролировать трубопроводы любого диаметра, любой конструкции и протяженности;

- определять участки с дефектами металла любой природы: механические повреждения, коррозионные процессы, нарушение целостности изоляционного покрытия, дефекты сварных соединений;

- проводить работы с высокой скоростью (до 2 км/ч) при сравнительно низкой стоимости;

- точно определять места шурфовки трубопровода.

К недостаткам метода следует отнести большие погрешности измерений дефектов для идентификации которых и получения точности измерений, необходимых для разбраковки и выполнения расчетов долговечности, следует осуществлять дополнительный контроль в шурфах.

Магнитометрический контроль в модификации градиентометрии рекомендуется применять на участках промысловых трубопроводов высоких категорий риска, а для трубопроводов категории «очень высокая» с количеством порывов более 0,1 шт/км/год, требующей срочной замены, применять этот метод, заменив им электрометрические методы контроля. Перспективно применение метода в районах высокой сейсмичности и сложных геологических условий для мониторинга возможных

появлений участков с повышенным напряженно-деформированным состоянием в связи с подвижками трубопровода.

Магнитометрический контроль осуществляется в соответствии РД 102-008-2002 «Инструкция по диагностике технического состояния трубопроводов бесконтактным магнитометрическим методом»

Проведение бесконтактного магнитометрического контроля трубопровода предусматривает выполнение следующих работ:

- анализ проектной, исполнительной и эксплуатационной документации трубопровода;
- визуальный осмотр трассы трубопровода;
- подготовительные работы для проведения контроля;
- обследование трубопровода;
- камеральная обработка данных обследования, оценка технического состояния участков трубопровода;
- разметка участков трубопровода под контрольные шурфы;
- дополнительный дефектоскопический контроль трубопровода арбитражными методами в контрольных шурфах;
- оформление результатов обследования.

Магнитометрический контроль осуществляется бесконтактным прибором-магнитометром.

Магнитометр - портативный прибор, предназначенный для регистрации изменения магнитного поля над трубопроводом и определений местоположения магнитных аномалии вызванных дефектами различных типов. Результаты магнитометрического обследования представляются в виде магнитограмм, на которых изображены напряженность и градиент магнитного поля.

После сброса информации с блока памяти прибора на ПК выполняется анализ результатов контроля путем просмотра магнитограмм на экране монитора по отдельным файлам и сопоставления характера их изменений по частоте и амплитуде с типоразмером трубопровода и особенностями трассы, выявленными при выполнении обследования.

После обработки результатов контроля и их анализа делается заключение с указанием участков трубопроводов с зонами максимальной концентрации напряжений (ЗКН). В выводах приводятся рекомендации с указанием мест шурфовки для выполнения контроля контактными методами. К заключению прикладывается протокол обследования, совмещенный с трассовкой, на которой выделяются участки трубопроводов с ЗКН.

Для проведения бесконтактного магнитометрического обследования используются приборы СКИФ серии «МБС» НТЦ «Траснкор-К», г. Москва, комплекс "М-1" для бесконтактной диагностики технического состояния подземных трубопроводов, или магнитометры других производителей, обеспечивающие получение информации о местоположении аномалий магнитного поля, сопряженных с дефектами металла.

3.1. Комплекс аппаратуры для дистанционной диагностики

Магнитометр-градиентометр Pipe-Mag

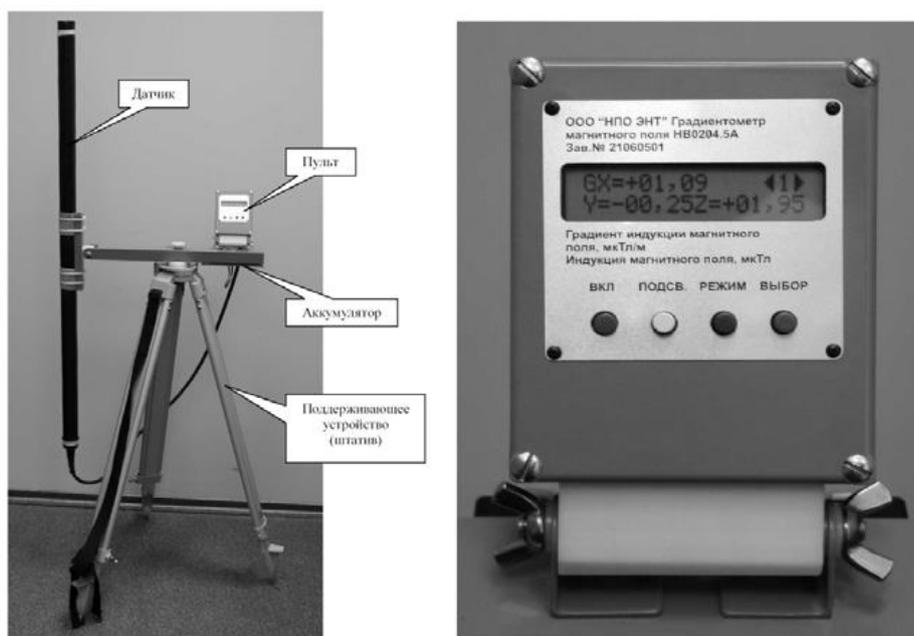


Рисунок 10 - Феррорезонансный магнитометр PipeMag

Датчик градиентометрический представляет собой трубу из стеклопластика (корпус датчика), в оконечностях которой размещены два трехкомпонентных преобразователя индукции магнитного поля (феррозонды). Корпус датчика заделан в термоусаживающуюся трубку. На одной из оконечностей датчика размещен кабельный ввод с соединительным кабелем. Пульт магнитометра-градиентометра выполнен из алюминиевого сплава.

На лицевой панели размещены:

- двухстрочный буквенно-цифровой жидкокристаллический индикатор;
- кнопка включения питания «ВКЛ»;

- кнопка включения подсветки «ПОДСВ»;
- кнопка выбора режима работы градиентометра «РЕЖИМ»;
- кнопка выбранного режима «ВЫБОР».

В состав прибора входят:

- датчик градиентометрический;
- пульт градиентометра;
- поддерживающее устройство.

Градиентометр размещается на немагнитной треноге с вращающимся в горизонтальной и вертикальной плоскости столиком. Впервые магнитометр снабжен магнитными экранами для точного измерения магнитного поля трубопровода (магнитный телескоп) и штангой с малогабаритным постоянным магнитом для точечного намагничивания трубопровода (магнитный прожектор). Связь с ноутбуком осуществляется через разъемы USB или RS232. При повороте измерительной системы относительно магнитного поля Земли изменяются и показания взаимно перпендикулярных горизонтальных составляющих магнитной индукции. Вертикальная составляющая при этом изменяется лишь в пределах, обусловленных отклонением измерительной системы от вертикального положения. Таким образом, прибор является и высокочувствительным магнитным компасом. Угловые координаты нанесены на поворотный столик прибора. Необходимо иметь в виду, что при проведении угловых измерений над трубопроводом, его магнитное поле искажается. Сопоставление таких двойных измерений позволяет определить ориентацию магнитного поля трубопровода. Программное обеспечение позволяет в режиме реального времени визуализировать результаты измерений, заносить в таблицу параметров магнитного поля два параметра акселерометров и вычислять градиенты индукции магнитного поля. Кроме того предусмотрено измерение низкочастотного переменного магнитного поля (частота до 200 Гц). Осреднение результатов произвольное. Предусмотрено два типа реперов для привязки результатов измерений (профиль, пикет).

3.2. Аппаратура электромагнитной диагностики трубопроводов АЭМД

В 2009 г. по ТЗ Горного университета и ЗАО «ВНИИСТ-ПОИСК» (Ю.М. Мамонтов) создана аппаратура для магнитометрического и электрометрического обследования трубопроводов в движении АЭМД. С 2010 года автором диссертационной работы под руководством профессора Е.И. Крапивского разрабатывается методика

обследования подводных переходов нефте- и газопроводов с разработанной аппаратурой в полевых условиях.

Аппаратура электромагнитного диагностирования подземных и подводных трубопроводов (АЭМД) содержит 6 взаимно ортогональных магниторезистивных датчиков постоянного и низкочастотного переменного магнитного поля, 6 взаимно ортогональных индукционных датчиков переменного электромагнитного поля, акселерометр, одометр и другие устройства. Отечественных и зарубежных аналогов не имеет.



Рисунок 11. Аппаратура и дисплей аппаратуры электромагнитного диагностирования трубопроводов АЭМД

Принцип контроля положения трубопровода и тока в нем основан на измерении в двух точках пространства составляющих вектора напряженности переменного магнитного поля, созданного переменным током, протекающим по трубопроводу от генератора, и последующих вычислений по определенным формулам значений тока, глубины залегания трубопровода и положения приемного блока относительно оси трубопровода.

Приемный блок состоит из блока обработки и представления информации, блока приемных антенн и блока преобразователей магнитометра.

Блок обработки и представления информации выполнен на основе микропроцессоров, имеет цветной дисплей и обеспечивает обработку результатов измерения напряженностей переменного и постоянного магнитных полей, вычисление контролируемых параметров и запись их значений в запоминающее устройство (ЗУ).

Блок приемных антенн состоит из двух блоков трехкомпонентных индуктивных преобразователей, а блок преобразователей магнитометра из двух блоков трехкомпонентных магниторезисторных преобразователей. Блок приемных антенн обеспечивает получение информации о напряженности переменного магнитного поля, созданного генератором, а блок преобразователей магнитометра обеспечивает получение информации о напряженности постоянного магнитного поля над трубопроводом, обусловленного магнитным полем Земли.

Блок обработки в реальном времени непосредственно в процессе движения оператора вдоль оси трубопровода выдает на экран дисплея графическую и цифровую информацию о токе, глубине, расстоянии L от оператора до оси трубопровода в плане, расположении оси трубопровода относительно оператора и продольной оси блока приемных антенн (слева, справа и под каким углом). Измеренная через каждый метр трассы графическая информация о токе, глубине и расстоянии L выдается на дисплее в виде диаграмм с привязкой их к трассе. Кроме того, блок обработки может в реальном времени выдавать на дисплей диаграммы затухания тока и сопротивления изоляции трубопровода. Максимальная длина диаграмм, отображенная на дисплее, позволяет просмотреть результаты контроля на 200 м трассы.

Результаты магнитометрического контроля блок обработки выдает на экран дисплея в виде магнитограмм распределения постоянного магнитного поля над трубопроводом через каждые 10; 15; 20 или 25 см трассы (шаг сканирования) в двух точках пространства по каждой из трех его составляющих (нормальной, горизонтальной вдоль и горизонтальной поперек трубопровода), а также его результирующее значение в этих точках. Кроме того, в режиме градиентометра на экран дисплея выдаются магнитограммы дифференциального значения результирующих значений и дифференциального значения по каждой составляющей магнитного поля.

В зависимости от шага сканирования максимальная длина магнитограмм, отображенная на дисплее, позволяет просмотреть от 20 до 50 м трассы. Получение магнитограмм может осуществляться не только в функции пути, но и в функции времени, при этом минимальный шаг сканирования по времени 50мс. Шаг сканирования и вид сканирования (по пути или времени) задается оператором.

Блок обработки обеспечивает возможность одновременного вывода на экран дисплея в различном сочетании магнитограмм распределения магнитного поля и диаграмм глубины, расстояния L , распределения тока, его затухания и сопротивления

изоляции. Тип и количество одновременно отображаемых на дисплее магнитограмм (диаграмм) задается оператором, при этом их количество может быть не более шести.

При проведении работ оператор может находиться не только над осью трубопровода, но и слева или справа от нее. Таким образом, обеспечивается возможность контроля даже в тех случаях, когда нет возможности идти над осью трубопровода (неровности грунта над трубопроводом, вода, кустарник и т. п.).

При непрерывном перемещении оператора вдоль трассы трубопровода приемный блок изменяет свое пространственное положение относительно его оси, однако это не влияет на точность контроля.

Аппаратура обеспечивает звуковую сигнализацию об отклонении глубины, тока, магнитных аномалий от заданных оператором пределов, а также о выходе оператора из зоны контроля, при этом факт и координаты места срабатывания звуковой сигнализации автоматически записывается в ЗУ.

Одновременное совмещение нескольких параметров контроля в одном приборе повысит его разрешающую способность и достоверность. Так при обработке результатов магнитометрического контроля можно будет учитывать положение магнитных преобразователей относительно оси трубопровода в плане и по глубине, так как диаграммы этих параметров будут записаны одновременно с магнитограммами.

Привязка диаграмм (магнитограмм) к трассе осуществляется датчиком пути, выдающим сигналы через каждые 5 см трассы. Кроме того, комплекс обеспечивает возможность записи меток в ЗУ для привязки диаграмм к естественным ориентирам или по усмотрению оператора, при этом координаты этих меток в глобальной навигационной системе GPS также записываются в ЗУ и выдаются (при необходимости) на экран дисплея.

Все результаты контроля автоматически записываются в ЗУ. Емкость ЗУ обеспечивает запись и хранение информации о контроле на 32 км трассы.

Блок обработки имеет режим просмотра на его дисплее записанных в ЗУ результатов контроля.

Дальнейшая обработка и документирование результатов контроля осуществляется на любом персональном компьютере по специальной программе.

По своим функциональным возможностям комплекс не имеет в мире аналогов.

4. Измерение постоянного электрического поля

метод потенциала

Даже на вновь строящихся трубопроводах количество мелких повреждений заводской изоляции перед укладкой трубы в траншею достигает 40-50 на 20 м участке трубы. На трубопроводах со сроком службы больше гарантийного срока службы полиэтиленовой изоляции (15 лет) количество повреждений очень велико. Имеются многочисленные участки газопроводов, где изоляция практически отсутствует. Вместе с тем, такие участки часто хорошо защищены от коррозии. Поэтому необходимо не только обнаружение мест нарушения изоляции, но и определение поляризационного защитного потенциала в местах нарушений. В связи с этим, целый ряд зарубежных фирм создали аппаратуру и технологии измерений, основанные на релаксационном способе измерений с кратковременным отключением защитного тока («Cathodic Technology Limited» Канада, «ВайЛикесЭлектроник» в ФРГ, «Сервейер» и «Корпак» в Великобритании и многие др.).

Для оценки степени катодной защищенности стальной трубы, поиска мест нарушения изоляции в течение последних шести лет в России используется «метод интенсивных (малошаговых) измерений», разработанный специалистами фирмы «Рургаз» (Германия), в англоязычных странах более известный как CIPS (Close Interval Potential Survey). Условными геофизическими аналогами этого метода является метод заряда с измерением градиента потенциала и метод вызванной поляризации.

Физическая основа CIPS- регистрация потенциала труба-грунт с помощью медно-сульфатного электрода. Метод основан на регистрации потенциалов включения и выключения и воронок напряжений (градиентов потенциала) с шагом 5 м между контрольно-измерительными пунктами (на участках с повреждениями покрытий - 1 м). Предусмотрено циклическое переключение защитных установок (режимы: 12 сек - «Включение», 3 сек - «Выключение», либо иные, например, рекомендованные с немецком стандарте DINN 27 сек - «Включение», 3 сек - «Выключение»). Ось газопровода определяется трассоискателем при подключении к трубопроводу источника переменного тока или на основании измерений 100 Гц составляющей электромагнитного поля катодной защиты трубопровода.

5. DCVG (Direct Current Voltage Gradient) – метод градиента потенциала постоянного тока

Методы измерения потенциала постоянного тока широко применяются в рудной геофизике. Также известен и применяется метод потенциала и градиента потенциала заряженного тела, с подключением к проводнику постоянного тока. В методе DCVG также на трубопровод налагается постоянный ток и измеряется градиент потенциала постоянного тока вдоль трубопровода. При наличии дефекта покрытия градиент потенциала увеличивается, причем в общем случае, чем больше дефект, тем больше утечка постоянного тока и тем больше градиент потенциала. Для измерения градиента потенциала постоянного тока используют чувствительный милливольтметр для измерения разности потенциалов между двумя неполяризуемыми медно-сульфатными электродами сравнения, помещенными в грунт в зоне градиента потенциала на уровне земли. расстояние между электродами составляет около 50 см. Прибор позволяет установить направление электрического тока. Измерение направления тока позволяет оценить защищенность нарушения изоляции током катодной защиты. При определении местоположения нарушений изоляции, оператор идет пешком вдоль трассы трубопровода и делает замеры через каждые 1,8 м щупами, расположенными один перед другим на расстоянии 0,9-1,8 м. После определения местоположения нарушения изоляции один из электродов устанавливается на грунте над осью трубопровода (или на некотором расстоянии от оси), другой передвигают на небольшом расстоянии вокруг первого пока не будет обнаружена наиболее значительная разность потенциалов, измеренная чувствительным вольтметром постоянного тока. Составив карту эквипотенциалов (на карте соединяются точки равных значений потенциалов), и, определив направление тока, можно установить место дефекта покрытия и его размеры. При этом по величине градиента различают аномалии, связанные с нарушениями изоляции и вызванные теллурическими и блуждающими токами.

Авторы метода сами указывают на его основной недостаток - его еще большую трудоемкость, чем даже метода CIPS. Кроме того, по нашему мнению, многие описанные выше недостатки, присущие методу CIPS сохраняются. На отечественных трубопроводах, ток катодной защиты которых достигает 20 А, а система трубопроводов, как правило, многониточная, ввести дополнительный ток соизмеримый с током катодной защиты весьма сложно. К тому же, как показали наши исследования, чувствительность метода, особенно при наличии многочисленных нарушений изоляции, невелика.

6. Поляризационные методы исследования трубопровода

В настоящем разделе приводятся лишь самые общие сведения о сравнительно новых перспективных методах контроля технического состояния трубопроводов – методах вызванной поляризации и переходных процессов в цепях катодной защиты, известные в рудной геофизике, но до последнего времени не нашедшие практического применения. Они могут применяться в качестве детализационных до проведения внутритрубной дефектоскопии или после ее проведения для исследования тенденций развития процессов электрохимической коррозии и коррозионного растрескивания под напряжением.

Рассмотрим возможности следующих геофизических методов для оценки технического состояния магистральных трубопроводов:

- метод вызванной поляризации;
- метод поляризационных кривых;
- метод переходных процессов.

Метод вызванной поляризации (ВП) основан на изучении вторичных электрических полей, возникающих на поверхности трубопровода и в околотрубном пространстве. Эти поля имеют электрохимическое происхождение, связанное с процессами, происходящими на контакте стального трубопровода с окружающим его электролитом, изоляцией, водой и горной породой. ВП создается импульсами постоянного тока (например, от генератора аппаратуры ЭРА, подключаемого к трубопроводу) или переменным током различной частоты, создаваемым электрохимической защитой трубопровода. Во втором случае ВП проявляется уменьшением напряжения с ростом частоты или отрицательным сдвигом фазы напряжения относительно возбуждающего тока. Из анализа спектров поля катодной защиты трубопровода (главы 3,4) следует, что измеряемые частоты, кратные 100 Гц удается измерить вплоть до 10-15 гармоники, т.е. до 1500 Гц. Характер процессов ВП обусловлен электропроводностью поверхности трубопровода, которая зависит от наличия коррозии, магнетитовой пленки, ее состава, наличия контакта с электролитом и других факторов. Таким образом, изучая процессы ВП можно судить не только о состоянии поверхности трубопровода под нарушенной изоляцией, но о характеристиках двойного электрического слоя и соотношении концентрационной поляризации и поляризации прохода.

Метод переходных процессов, также до настоящего времени не используемый для изучения технического состояния магистральных трубопроводов, состоит в следующем. С помощью незаземленной электрической антенны в трубопроводе

возбуждается импульсное магнитное поле. В промежутке между импульсами с помощью той же антенны осуществляется прием неустановившегося магнитного поля (точнее, его производной по времени - э.д.с.) вихревых токов, возникающих в трубопроводе. Затухание магнитного поля трубопровода происходит по закону близкому к экспоненциальному, характеризующемуся показателем затухания $\alpha=1/(\sigma\mu q)$, где q - множитель, пропорциональный эффективному сечению трубопровода. Применяется также обратная показателю затухания величина t , имеющая смысл постоянной времени переходного процесса.

7. Метод Пирсона

Разработанный в 40-х годах метод Пирсона предусматривает пропускание через трубопровод переменного тока. Источник переменного тока (генератор) соединяется с испытательным выводом системы катодной защиты (например, КИК) и заземляющим электродом. Частота переменного тока подбирается так, чтобы потери тока на качественном покрытии сводились к минимуму, и обычно составляет сотни Гц. В случае наличия дефектов покрытия на контролируемом участке между трубопроводом и заземляющим электродом возникает падение напряжения, которое может быть измерено вольтметром. Такая технология определения мест нарушения изоляции используется в измерителях повреждения изоляции (ИПИ). По мере приближения к дефекту и соответственно возрастания падения напряжения в наушниках прибора возникает звуковой сигнал, максимум которого приходится на максимум падения напряжения и приблизительно совпадает с проекцией дефекта на земную поверхность. После прохождения зоны дефекта сигнал постепенно затухает, так как уменьшается падение напряжения между трубопроводом и электродом сравнения. Достоинства метода Пирсона - простая аппаратная реализация и высокая точность определения места нарушения изоляции.

Заключение

В системе обеспечения надёжности и безопасности трубопроводного транспорта наибольшую сложность представляют пересечения газопроводами и нефтепроводами рек, каналов, озёр и водохранилищ подводные переходы или дюкеры.

Подавляющее большинство подводных переходов построено траншейным способом непосредственно в руслах рек и в водоёмах.

Аварии на подводных переходах наносят огромный экономический ущерб, а ликвидация аварий неизмеримо более трудоёмкий и долговременный процесс, чем на сухопутной линейной части.

Для безопасной работы подводных переходов трубопроводов необходимо применение самых современных технических средств на этапах изысканий для проектирования, строительства и последующей диагностики.

Руководящим документом при мониторинге подводных переходов ОАО «Газпром» на данный момент является РД 51-3-96 «Регламент по техническому обслуживанию подводных переходов магистральных газопроводов через водные преграды».

В спектр основных задач по диагностике технического состояния подводного перехода входят следующие этапы:

1. Выполнение подводной (батиметрической) съёмки акватории.
2. Обнаружение оголённых и провисающих участков трубопроводов и определение их линейных размеров.
3. Определение состояния балластировки трубопровода на оголённых и провисающих участках.
4. Поиск посторонних предметов на дне акватории подводного перехода.
5. Определение планово-высотного положения трубопроводов под слоем грунта в русловой части.
6. Водолазные работы с подводной теле-видео аппаратурой.
7. Топографическая съёмка береговой части с определением планово-высотного положения трубопроводов.

Существует необходимость разработки комплексной магнитной и электромагнитной технологии определения пространственного местоположения, оценки состояния изоляционного покрытия и напряженного состояния подводных переходов трубопроводов.

Список литературы

1. Богданов Е.А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования. М.: Высшая школа, 2006.- 279 с.
2. Защита трубопроводов от коррозии. Т.2 / Ф.А. Мустафин, Л.И. Быков, А.Г. Гумеров и др. СПб.: Недра, 2007. – 656 с.
3. Коршак А.А., Байкова Л.Р. Диагностика объектов нефтеперекачивающих станций. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2008. – 176 с.
4. Крапивский Е.И. Технология дистанционной диагностики технического состояния подземных магистральных трубопроводов комплексом геофизических методов/ Крапивский, Е.И., Демченко Н.П. Третий конгресс нефтепромышленников России. Секция F. Научный симпозиум “Новые технологии в геофизике”/ Тезисы докладов. – Уфа, 2001. – С. 158–159.
5. Крапивский Е.И. Дистанционная диагностика технического состояния подводных трубопроводов / Е.И. Крапивский, П.А. Пахотин // Надежность и безопасность магистрального трубопроводного транспорта: материалы VII междунар. науч.-техн. конф., Новополоцк, 22-25 ноября 2011 г. / Полоц. Гос.ун-т; под общ. ред. д-ра техн. наук, проф В.К. Липского. – Новополоцк, 2011 - С. 101-104.
6. Кузнецов Н.С. Теория и практика неразрушающего контроля изделий с помощью акустической эмиссии. М.: Машиностроение, 1998. – 197 с.
7. Неразрушающий контроль и диагностика: Справочник / Под ред. Проф. В.В.Клюева. М.: Машиностроение, 2003. – 636 с.
8. Справочник инженера по эксплуатации нефтегазопроводов и продуктопроводов / Под ред. Ю.Д.Земенкова. М.: «Инфра Инженерия», 2006. – 821 с.
9. Трубопроводный транспорт нефти / Под ред. С.М.Вайнштока. В 2 т. М.: Недра, 2004. - Т. 2. – 621 с.
10. Крапивский Е.И. Дистанционная диагностика технического состояния магистральных газопроводов комплексом геофизических методов/ Е.И. Крапивский, А.И. Кобрунов, Н.П. Демченко// Межд. научн.–тех. семинар «Совр. методы и средства защиты и диагн. трубопр. систем и оборуд. – Барселона, 2000. – С. 11-13.
11. Булах Е.Г., Левашов С.П. Построение геоплотностных моделей методом последовательного накопления и разрастания аномальных масс // Изучение литосферы геофизическими методами.– К.: Наукова думка, 1987.– с. 37–47.(51) [К 3](#)