

## Преимущества и недостатки методов диагностики нефтепромысловых трубопроводов

*Сафиуллин И.Ф. - заместитель директора филиала;*

*Салимов И.М. – главный эксперт;*

*Ионина И.М.- ведущий эксперт;*

*Штейнберг И.В. – ведущий эксперт;*

*Салимова Л.И. – ведущий специалист*

*Казанский филиал ФГУП ВО «Безопасность»*

*420073, РТ, г. Казань, ул. Гвардейская, 15*

*В статье представлены различные методы технического диагностирования магистральных трубопроводов, объем контроля, особенности использования, преимущества и недостатки методов контроля*

**Ключевые слова:** *магистральный трубопровод, метод контроля, внутритрубная диагностика, акустическая эмиссия, метод магнитной памяти металла*

В соответствии с требованиями «Правил по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» трубопроводы подлежат периодической диагностике технического состояния.

С помощью диагностики определяют состояние стенки трубы (основного металла), состояние изоляции трубы, расположение трубопровода и дают оценку безаварийной эксплуатации. При этом не всегда возможно получить полную информацию о всех негативных факторах, воздействующих на конкретный трубопровод или участок трубопровода (коррозионной активности пластовой воды, коррозионной активности грунтов и т.д.).

В практике находят широкое применение те или иные методы диагностики нефтепромысловых трубопроводов. У каждого из них есть свои преимущества и недостатки.

Согласно требованиям РД 39-132-94 диагностика проводится с помощью инструментальных методов (ультразвукового, радиографического, акустического и прочих) в шурфах, количество которых определяется из условия 1 шурф на 500 м контролируемого участка трубопровода. При этом происходит удаление изоляции трубы в местах проведения контроля контактными методами неразрушающего контроля.



Данный способ контроля является точечным и не может дать полного представления о состоянии стенки трубы по всей длине трубопровода. На практике при проведении диагностики трубопроводов с продолжительными сроками службы данным способом зачастую удается выявить лишь малый % коррозионных дефектов, даже при присутствии на протяжении нескольких лет в транспортируемой нефти значительного количества пластовой

ВОДЫ.

Наиболее информативным является метод внутритрубной диагностики с помощью специального диагностического внутритрубного снаряда-дефектоскопа. Основным внутритрубным методом выявления дефектов металла действующих трубопроводов является магнитометрия с использованием постоянного намагничивающего поля. Использование этого метода предполагает, что трубопроводы должны быть оборудованы узлами пуска и приема очистных и диагностических устройств, скорость перемещения которых внутри трубы должна составлять не менее 0,3 м/с.

Однако, не всегда предоставляется возможным проведение данного вида контроля, так как не все трубопроводы оборудованы камерами приема и пуска очистных и диагностических устройств, а малые объемы транспортируемой нефти не позволяют использовать внутритрубную диагностику. Для некоторых напорных нефтепроводов скорость перемещения внутритрубного устройства составит не более 0,2 км/час, в то время как для предварительной очистки трубопроводов от механических примесей и парафиноотложений необходимо обеспечить скорость потока не менее 1,1 км/ч (0,3 м/с), оптимально – 6,5 км/час (2 м/с) (согласно РД 39-132-94, п.7.2.6).

Метод акустической эмиссии в теории позволяет локализовать и ранжировать по степени опасности любые нарушения в теле стальной трубы.

Этот метод основывается на следующем эффекте: если давление в трубопроводе увеличить до максимально возможной величины, а затем произвести резкий его сброс,



дефекты тела трубы начинают излучать акустические волны в ультразвуковом диапазоне. При этом производится пеленг источников излучения, определяется характер повреждений, их местоположение и даже их размеры. Для накладки на тело трубы акустических датчиков необходимо производить разработку шурфов и снимать изоляцию. Расстояние между шурфами принимается около 200 м.

К недостаткам метода можно отнести необходимость частого шурфования и снятия изоляции с трубы, что значительно увеличивает стоимость проведения работ.

Метод магнитной памяти металла (МПМ) в последние годы стал получать развитие и успешно применяется. Он основан на использовании магнитоупругого и магнито-механического эффектов. Однако этот метод вспомогательный, т.к. он контактный, необходимо наличие открытой трубы. Изоляция не снимается. Метод используется для



локализации источника аномальных напряжений в трубе для последующего применения традиционных контактных методов обнаружения дефектов со снятием изоляции.

Метод магнитной томографии использует принцип, аналогичный используемому в работе контактного магнитного внутритрубного снаряда-дефектоскопа.

Регистрация магнитных аномалий в теле трубы, соответствующих различным дефектам, производится с помощью магнитометра, перемещаемого оператором над трассой трубопровода. Магнитометр сканирует собственное магнитное поле трубопровода с заданным шагом измерения (150-250 мм) с автоматической записью полученной информации в память накопителя прибора. Обработка данных позволяет локализовать расположение участков отклонения напряженно-деформированного состояния металла в зонах дефектов. В результате на протяжённых участках трубопровода выявляются опасные дефекты, требующие шурфования и оценки их опасности арбитражными дефектоскопическими методами (МПМ, затем толщинометрия, контактная ультразвуковая дефектоскопия) для принятия решения о мерах их устранения или включения в программу мониторинга.

Преимущества метода:

- магнитометрическое обследование проводится с поверхности, не требуется вскрытие трубопровода (кроме одного поверочного шурфа на каждом обследуемом участке), его предварительная очистка;

- требуется немного времени на полевые работы. Полевые работы проводят два человека: один отслеживает трассу трассоискателем, другой несёт магнитометр со скоростью не более 2 м/с;

- достоверность определения дефектов высокая, но ниже, чем при внутритрубной диагностике;

- метод применим к трубопроводам диаметром от 89 мм и выше;

- при использовании метода возможно составление электронного паспорта

- трубопровода;

- при повторном плановом диагностировании трубопроводов с помощью данного метода возможно весьма точное прогнозирование развития разрушающих процессов для планирования соответствующих мероприятий.

- Недостатки метода:

- магнетометр регистрирует абсолютно все магнитные аномалии по телу трубы, и имеют место ошибки при определении вида нарушений и ранжировании их по опасности. Например нарушение, классифицированное как потеря толщины стенки, при использовании арбитражных методов контроля, определяется как перенапряжение металла вследствие деформации трубы, что тоже опасно, но, тем не менее, это не коррозия. Или дефект, определенный как язвенная коррозия высшей, третьей степени опасности, когда необходим ремонт, оказывается действительно язвенной коррозией, но второй степени опасности, для которой достаточно наблюдение. Это относительный недостаток, который иногда ведет к дополнительным шурфованиям там, где этого не требуется.

- расстояние от верхней образующей трубы до магнитометра составляет не более 15 диаметров обследуемого трубопровода, то есть для диаметра 219 мм оно составит 3,3 м, а для диаметра 325 – 4,9 м. Подводные переходы под глубоководными реками, выполненные способом направленного бурения, с помощью этого метода обследованы быть не могут.

### **Выводы:**

При проведении диагностики нефтепромысловых трубопроводов, для установления состояния обследуемого трубопровода, возможно применение различных методов диагностики, учитывая конструктивные особенности трубопровода, вида (состава) транспортируемого продукта и скорости его перемещения, климатических условий, рельефа местности и т.д., а для более точного определения технического состояния требуется проведение контроля несколькими диагностическими методами.

## *Литература*

1. Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов" (Приказ Ростехнадзора № 520 от 6 ноября 2013 г.);
2. РД 39-132-94 «Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов», утверждён Минтопэнерго РФ, 30.12.1993
3. Противокоррозийная защита трубопроводов и резервуаров: учебник для вузов / М.В.Кузнецов, В.Ф.Новоселов, П.И.Тугунов, В.Ф.Котов. – М.: Недра,1992. – 237 с