

ТРУДЫ МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ  
**Итоги Электронного Геофизического Года**  
3–6 июня 2009 • Переславль-Залесский, Россия

## Использование экспертно-аналитической системы для геофизического мониторинга технического состояния подземных трубопроводов

Н. П. Демченко<sup>1</sup> и Е. И. Крапивский<sup>2</sup>

Получено 28 октября 2009; принято 18 декабря 2009; опубликовано 9 января 2010.

В результате многолетних теоретических, экспериментальных и полевых исследований разработан комплекс дистанционных геофизических методов мониторинга технического состояния подземных магистральных трубопроводов с использованием методов экспертного оценивания, позволяющих принимать решения о необходимости ремонта или замены участка трубопровода на основе комплексного вероятностно-статистического подхода. Геофизический мониторинг позволяет решать следующие актуальные задачи: определять положение трубопровода в плане и разрезе, своевременно выявлять принудительные изгибы и различные нарушения трубопроводов, обследовать потенциально-опасные и наиболее ответственные участки магистральных трубопроводов; картировать разветвленные трубопроводные системы. Результаты исследований нашли практическое применение при изучении технического состояния магистральных газопроводов “Ухта–Торжок”, “Трязовец–Санкт-Петербург”. **КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** экспертно-аналитическая система, геофизического мониторинг, подземные трубопроводы, дистанционные методы.

**Ссылка:** Демченко, Н. П. и Е. И. Крапивский (2010), Использование экспертно-аналитической системы для геофизического мониторинга технического состояния подземных трубопроводов, *Росс. ж. наук о Земле*, 11, RE3002, doi:10.2205/2009ES000348.

### Введение

Своевременное обследование технического состояния подземного магистрального трубопровода является важной задачей, для решения которой необходимы высокопроизводительные методы диагностики и компьютерные технологии, которые позволяют делать достоверный анализ и оценку состояния трубопровода.

Общая протяженность магистральных газопроводов ОАО “Газпром” составляет 154 тыс. км. Изношенность основных фондов в отрасли к настоящему времени составляет порядка 56%, из них 14 выработали установленный

срок эксплуатации (33 года), 37% имеют срок службы от 10 до 20 лет, 20% трубопроводов – от 22 до 33 лет и только 29% – до 10 лет. В настоящее время около 23 тыс. км магистральных газопроводов имеют возраст от 30 до 40 лет, а свыше 7 тыс. км превысили 40 лет эксплуатации. Средний возраст газопроводов – 22 года, в большинстве случаев истек срок службы изоляции. По нашим оценкам количество аварий будет нарастать.

Применяемые в настоящее время методы контроля технического состояния трубопровода либо слишком дороги, либо полностью не решают задачу прогноза аварийности, а компьютерные технологии достоверного анализа отсутствуют.

Методы диагностики по отдельности не дают полной картины технического состояния трубопровода, для обобщенных выводов необходим комплексный подход, правильная интерпретация и сопоставление результатов.

Разработаны принципиально новые технологии геофизического мониторинга технического состояния и прогнозирования аварийности магистральных нефте- и га-

<sup>1</sup>Ухтинский государственный технический университет, Ухта, РФ, Россия

<sup>2</sup>Санкт-Петербургский государственный горный университет, Санкт-Петербург, РФ, Россия

зопроводов на основе комплексирования высокопроизводительных геофизических методов и вероятностного подхода.

С 1994 года в Ухтинском государственном техническом университете проводится большой комплекс теоретических, экспериментальных и полевых исследований электромагнитных полей подземных магистральных трубопроводов. Обобщена и проанализирована информация об известных технологиях контроля за техническим состоянием трубопроводов.

## Технологии геофизического мониторинга

Разработаны принципиально новые технологии геофизического мониторинга технического состояния и прогнозирования аварийности трубопроводов на основе комплексирования высокопроизводительных геофизических методов и вероятностного подхода. Разработанный аппаратно-методический комплекс, включающий методику, аппаратуру и программное обеспечение, развивает и дополняет существующие геофизические технологии, позволяет с высокой производительностью дистанционно диагностировать техническое состояние магистральных трубопроводов при сложных условиях заземления (асфальтовые дороги, каменистый грунт) и своевременно выявлять различные нарушения.

Комплекс в зависимости от решаемых задач может включать следующие дистанционные геофизические методы: метод исследования электромагнитного поля катодной защиты трубопровода; магнитометрия; методы постоянного электрического поля (ЭП, ВЭЗ, ТЭЗ); радиоволновое зондирование и профилирование околотрубного пространства (RVFZ); метод естественного (аудио магнитотеллурического) электромагнитного поля (АМТФ); электрогеохимию [Krapivsky and Demchenko, 2004].

Основой комплекса является метод электромагнитного поля, который на основе измерения составляющих поля катодной защиты позволяет определять положения трубопровода, выявлять нарушения изоляции и в совокупности с магнитометрией места коррозионного растрескивания под напряжением. Две взаимосвязанных составляющих электромагнитного поля катодной защиты трубопровода: электрическая составляющая  $E$  (напряженность электрического поля) и магнитная  $H$  могут быть измерены дистанционным методом с помощью аппаратуры "ЭРА-МАХ". В состав аппаратуры входят: измеритель, два генератора (4,88 и 625 Гц), магнитные антенны, воздушная электрическая антенна, стелющаяся электрическая антенна, воздушная электрическая антенна, активные электроды для работы в сложных условиях заземления (асфальт, камни, лед, снег и т.п.), феррозондовый магнитометр. На основе теоретических и экспериментальных исследований разработан метод определения глубины и пространственного расположения трубопровода при совместном использовании трех магнитных составляющих  $H_x$ ,  $H_z$  и  $H_y$  электромагнитного поля тока катодной защиты на частотах кратных 100 Гц. Исполь-

зуется система магнитных антенн с сердечниками, расположенных на различной высоте от поверхности земли и под различным углом к горизонту. Выявляются принудительные изгибы трубы в горизонтальном и вертикальном направлении, которые отрицательно сказываются на техническом состоянии трубы и увеличивают вероятность растрескивания труб под напряжением.

Определение нарушений изоляционного покрытия, оценка их местоположения и размеров осуществляется на основе совместного измерения горизонтальных электрических составляющих электромагнитного поля катодной защиты  $E_x$  с правой и левой стороны трубы и вдоль трубопровода  $E_y$  на частотах 100, 300 Гц. Использование незаземляемых "активных" электродов позволяет проводить исследования электрических составляющих электромагнитного поля в сложных условиях измерений, в том числе на асфальте, железнодорожных насыпях, снегу, льду. Наиболее производительным методом исследования состояния изоляции является использование "стелющихся" антенн, позволяющих проводить измерения в движении. В этом случае практически исключена возможность пропуска дефекта изоляции. Магнитометрия используется для решения следующих задач: уточнение местоположения железобетонных пригрузов, металлических предметов в околотрубном пространстве; картирование сближенных труб, разветвленных трубопроводных систем; исследование переходов через водные преграды, шоссе и железные дороги; исследование намагниченности трубопровода внутритрунными магнитными дефектоскопами; определение местоположения сварного шва, измерение величины постоянного тока в трубопроводе. Выявляются неоднородности намагничения верхней образующей трубопровода, как под влиянием магнитного поля Земли, так и под влиянием намагничения магнитными внутритрунными дефектоскопами.

## Основные области применения геофизического мониторинга

- определение положения трубопровода в плане и разрезе;
- обследование потенциально-опасных и наиболее ответственных участков; магистральных трубопроводов (переход через водные преграды, шоссе и железные дороги);
- уточнение местоположения железобетонных пригрузов, металлических предметов в околотрубном пространстве;
- картирование сближенных труб, разветвленных трубопроводных систем;
- исследование намагниченности трубопровода внутритрунными магнитными дефектоскопами;
- определение местоположения сварного шва, напряженных состояний, проведение исследований в зонах влияния ЛЭП;

- измерение величины постоянного тока в трубопроводе;
- определение участков трубопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением.

## Анализ факторов, влияющих на аварийность

Изучение более 70 случаев аварий, а также опыта работ КРО РАЕН (г. Ухта), ВИРГ-РУДГЕОФИЗИКА (С.-Петербург), ИТЦ (Газпром трансгаз – Ухта), ООО “Газпром ВНИИГАЗ” – Севернипгаз (г. Ухта) и ООО “Газпром ВНИИГАЗ” (г. Москва) позволили сделать следующие выводы:

1. Возраст газопровода практически всегда превышает 10 лет, причем вероятность аварии в зависимости от возраста возрастает. Это может быть связано как с ухудшением состояния изоляции, так и с постепенным развитием процесса трещинообразования и электрохимической коррозии.
2. Повреждение и последующее разрушение газопровода высокого давления происходит преимущественно в нижней части трубы от 5 до 7 часов по образующей.
3. Аварийные разрывы по трещинам происходят преимущественно (в 80% случаев) на незначительном расстоянии (100–300 мм) от продольного сварного шва [Лисин и Спиридович, 1996].
4. Преимущественно аварии (75% случаев) происходят вблизи КС (на расстоянии до 25 км).
5. Наличие грунтовых вод в траншее под трубой способствует КРН. Этот вывод совпадает с данными Американской газовой ассоциации. Вместе с тем он может быть связан с повышенной вероятностью нарушения изоляции в этой зоне. Как правило, в местах аварий по причине КРН уровень грунтовых вод претерпевает существенные сезонные изменения, что по нашему мнению наиболее опасно.
6. Наличие напряженных состояний, принудительных изгибов труб существенным образом увеличивает вероятность КРН. Этот фактор, к сожалению, не документируется при расследовании причин аварий, но также согласуется с выводами Американской газовой ассоциации. Существенную роль играет превышение уровня динамических нагрузок при многократном сжатии-растяжении труб в вертикальном направлении под действием одновременного изменения температурного режима труб и изменения давления газа. Возможно поэтому, аварии по причине КРН чаще возникают в весенне-осенний период, когда происходит изменение режимов работы трубопровода.

7. Прокладка газопровода в тяжелых почвах типа глин и суглинков способствует КРН. Случаи КРН в болотистой местности менее вероятны.
8. Состояние изоляции в местах аварий в большинстве случаев плохое. В ряде случаев защитная пленка не нарушена, но всегда имеют место гофры, карманы, отслоения изоляции. Именно в этом случае такие участки трубопровода плохо защищены СКЗ.

Нельзя игнорировать и возможность “мгновенного” сейсмического воздействия на трубопроводы. Республика Коми не отличается высокой сейсмической активностью, однако в 1939 г. на юге РК было зафиксировано землетрясение силой 7 баллов, а в октябре 2004 г. и в 2005 г. произошли землетрясения в районе г. Воркуты силой 5,5 баллов. В районах землетрясений в большей мере подвержены их воздействию инженерные сооружения в условиях нестабильных грунтов оснований. К подобным грунтам относятся тонко- и мелкозернистые пески, довольно широко распространенные в четвертичных отложениях Тимано-Печорского региона, зачастую вдоль трасс трубопроводов, поэтому детальные исследования свойств грунтов в пределах трасс трубопроводов чрезвычайно актуальны.

Очевидно, что лишь совокупность многих факторов приводит к авариям, и лишь комплексный и системный подход, в частности разрабатываемый в УГТУ, позволит прогнозировать предаварийные ситуации на МГ. Количество факторов, повышающих (или снижающих) вероятность КРН и учитываемых нами при принятии решения об опасности КРН и ЭХК, достигает 15. Все они учитываются с заданной вероятностью в разработанной экспертной системе.

## Экспертная система

На основе исследований составлены решающие правила, где каждому фактору приписывается или рассчитывается определенное значение коэффициента достоверности, характеризующее его связь с аварийностью трубопровода. Экспертная система (разработанная совместно с профессором В. В. Ломтадзе, Иркутский государственный политехнический университет) на основе решающих правил определяет надежность трубопровода. При реализации вероятностно-статистического подхода важнейшими задачами становятся формализация знаний и формализация данных. Байесовский подход, широко используемый в экспертных системах нефтегазопромышленной отрасли, может быть с успехом применен для оценки состояния линейной части трубопроводных систем.

Пользователем задается перечень признаков, которые предполагается использовать. Признаками могут выступать результаты измерений различными методами (СІРS, дефектоскопии, геофизических методов исследований состояния трубопровода и т.д.), а также различные факторы, влияющие на состояние трубопровода (например,

Табл. 1. Пример описания градаций признаков и формализации знаний

Г р а д а ц и и						
Сумма вероятностей для всех градаций одного признака должна быть равна 1, как для поврежденных участков, так и для неповрежденных. Границы градаций не указываются для признаков, значения которых сразу задаются номерами градаций						
Номер признака	Номер градации	Границы градации		Вероятность попадания в градацию		Примечания
		от	до	Для поврежденных участков	Для неповрежденных участков	
1	1	25	200	0,1	0,88	Расстояние от КС
1	2	10	25	0,3	0,07	
1	3	0	10	0,6	0,05	
2	1	10	200	0,1	0,96	Расстояние от станции катодной защиты
2	2	5	10	0,2	0,02	
2	3	0	5	0,7	0,02	
3	1			0,2	0,7	Изгиб в месте понижения рельефа
3	2			0,2	0,2	
3	3			0,6	0,1	

расстояние от станций катодной защиты, тип и коррозионная активность грунтов, слагающих околотрубное пространство, уровень грунтовых вод, срок службы трубы и др.). Система состоит из нескольких разделов. В разделе “Признаки” задается перечень признаков, которые предполагается использовать для прогнозирования поврежденных участков.

В разделе “Градации” задается способ квантования каждого признака и формализуются имеющиеся знания о возможных значениях рассматриваемых признаков в поврежденных и неповрежденных участках трубопроводов. Значения признаков могут задаваться в физических единицах или номерами градаций. Предпочтительнее задавать значения признаков в физических единицах, если, конечно, это возможно для конкретного признака. В этом случае квантование признака, т.е. переход от физических величин к номерам градаций в каждой точке дискретизации (с заданным шагом  $\Delta X$  вдоль трассы) выполняется программно, но способом квантования можно легко управлять, задавая границы градаций признаков. В разделе “Градации” такие представления (нечетко сформулированные знания) формализуются в виде условных вероятностей. Задавая эти вероятности, а также значения признаков вдоль трассы трубопровода, исследователь формализует отношения соседства-вложенности (Табл. 1).

В разделе “Интервалы” поинтервально задается значение каждого признака вдоль трассы трубопровода.

## Достоинства разработанной в УГТУ технологии

- учет большого количества факторов, влияющих на состояние трубопровода;
- использование апробированного математического аппарата;
- возможность комплексного анализа в каждой точке трубопровода.

Практическая значимость работы: представленная компьютерная технология, при условии ее тщательной проверки может быть с успехом применена в системе нефтепроводов АК “Транснефть”, системе газопроводов ООО “ГазпромтрансгазУхта”. В настоящее время проводится апробация системы на различных участках трубопровода.

## Выводы

Обработка результатов комплексных обследований (внутритрубная дефектоскопия, электрометрические обследования и др.) при использовании комплексного подхода и данной системы позволит, оперируя знаниями

различных параметров участка трубопровода, обосновано оценивать его состояние и своевременно выявлять аварийно-опасные участки.

## Литература

Krapivsky, E. I., N. P. Demchenko (2004), Remote geophysical methods of control of availability index of pipe lines product, *66th European Association of geoscientists & engineers / Conference & Technical Exhibition SECC*, pp. 186–190, SECC, Glasgow.

Лисин, В. Н., Е. А. Спиридович (1996), Влияние реальных эксплуатационных факторов на развитие коррозионного растрескивания под напряжением действующих газопроводов. Коррозионное растрескивание под напряжением трубных сталей. Проблемы. Решения, *Материалы семинара по проблемам коррозионного растрескивания под напряжением*, с. 13–24, УГТУ, Ухта.

---

Демченко Наталья Павловна, Ухтинский государственный технический университет, e-mail: ndemchenko@ugtu.net

Крапивский Евгений Исаакович, Санкт-Петербургский государственный горный университет