

Шевнин В.А., Геологический факультет МГУ (shevninv@rambler.ru), Мусатов А.А., Накамура Э., Делгадо О. (Мексиканский нефтяной институт)

Оценка изоляции трубопроводов по электромагнитным измерениям с поверхности земли

Трубопроводный транспорт играет важную роль в жизни современного общества, как кровеносная система живого организма. Общая длина трубопроводов в Мексике 60 тысяч км, в России - 600 тысяч км. Трубы лежат в земле десятки лет в агрессивной среде (коррозия, особенно на дне моря), подвергаются воздействию блуждающих токов, бактерий, повреждаются якорями судов, экскаваторами и буровыми установками, несанкционированным доступом (врезки, хищения). Существуют геологические и технические риски (под рекой, под авто- и железной дорогой), оползни, тектонические подвижки, деформации грунта, теллурические токи, концентрация объектов повышенной опасности в городах, на транспортных узлах и т.д. Трубы закопаны в землю на глубину 1.5 м. Как их контролировать без раскопок? Опробовано и применяется много разных методов: внутритрубная диагностика, наземные методы и даже методы контроля с воздуха. Среди наземных геофизических методов применялись ВЭЗ и ЭП, БИЭП, георадар, ВП, ЕП (съемка потенциала и градиента), ЭМП, электромагнитные модификации метода заряда, магнитная съемка и дефектометрия, терморазведка, КСПК. Очень много организаций и специалистов работает в этой области и некоторые даже не подозревают о существовании разведочной геофизики, они разрабатывали методы контроля и диагностики состояния труб самостоятельно (методы CIPS, DCVG, локаторы труб, C-SCAN, PCM, магнитная дефектометрия, терморазведка). Другие методы переносились на трубы из разведочной геофизики (аппаратура ЭРА-Макс, георадар, КСПК, магнитка и др.). Так много методов потому, что много разных задач: Определять положение трубопровода в плане и глубину. Оценить количественно сопротивление утечки и изоляции трубопровода. Разделить трубопровод на зоны с разной степенью нарушения изоляции. Определить места перемычек между трубами находящимися в работе и заброшенными, но подключенными к системе катодной защиты. Найти нелегальные подключения к трубопроводу. Оценить нагрузку трубы или группы труб на систему катодной защиты. Найти участки высоких механических напряжений, деформаций металла. Найти места утечек нефтепродуктов из труб в грунт. И все это в кратчайшие сроки с максимальной скоростью, с высокой надежностью и т.д.

На кафедре геофизики МГУ в течение многих лет проводятся работы по диагностике технического состояния труб, была выпущена монография (1999). Восемь лет в Мексике (в Мексиканском нефтяном институте – МНИ) мы занимались разработкой электромагнитной методики, получившей имя TEMS.

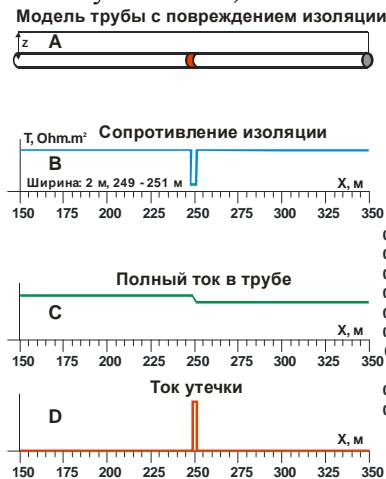


Рис.2. Локализация утечки из трубопровода по магнитным или электрическим измерениям. Пояснения в тексте.

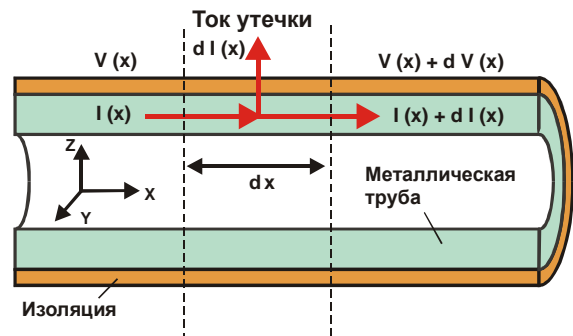


Рис.1. Модель трубы для расчета изменений потенциала и тока вдоль трубопровода.

К трубопроводу подключается генератор переменного тока и по трубе идет ток. Через повреждения в изоляции часть тока стекает и можно определить ток утечки и места утечки. Это можно сделать с помощью электрических или магнитных измерений. Мы начинали с помощью аппаратуры ЭРА с одной магнитной антенной, затем с двумя антеннами, применяли аппаратуру PCM (фирмы Radiodetection), разрабатывали недостающие

приборы, методику, и т.д. Важным результатом была теория, развитая на основе теории длинных линий, которую в геофизике применяли Л.М.Альпин, А.А.Кауфман, Ю.И.Горбачев, развивал R.Chipman, применял для труб J.Morgan. В этой теории рассматривают трубу как одномерный объект с неоднородными свойствами вдоль трубы (Рис.1). С помощью магнитных измерений на поверхности земли определяют полный ток в трубе (Рис.2,С), по изменениям этого тока рассчитывают ток утечки (Рис.2, D). Магнитное поле по закону Био-Савара является интегралом от тока вдоль трубы, поэтому магнитное поле меняется медленно и его измерения можно проводить с редким шагом. На рис.2, F измерения выполняются с шагом от 1 м до 50 м над повреждением изоляции шириной 2 м. В отличие от магнитных, электрические измерения реагируют именно на ток утечки, они более локальны и требуют частого шага наблюдений (например, 1 м) (Рис.2, E) и контакта с землей (забивки электродов). Магнитные измерения более производительны и удобны для региональных измерений, а электрические имеют более высокую разрешающую способность и их лучше применять для локализации мест нарушения изоляции, выявленных магнитными измерениями.

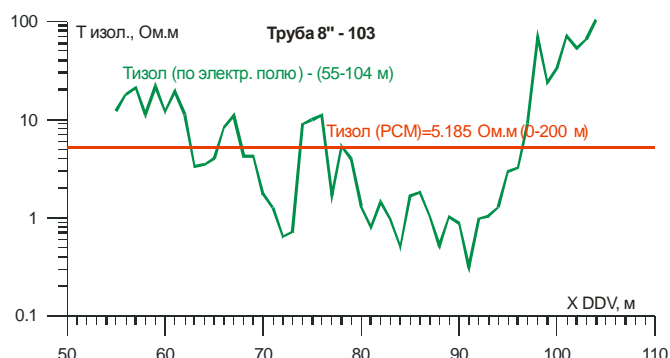


Рис.4. Сопротивление изоляции трубы, полученное по магнитным и электрическим измерениям

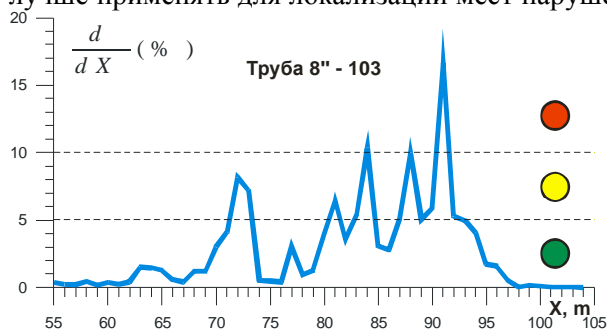


Рис. 5. Процент повреждения изоляции трубы

Магнитные измерения с одной магнитной антенной для оценки тока и глубины трубы выполняют по коротким профилям вкост трубы, в случае двух антенн на разной высоте достаточно измерений лишь над трубой, по которым рассчитывается глубина и ток. Для определения сопротивления изоляции одних измерений тока недостаточно, надо еще знать потенциал трубы и сопротивление грунта. Сопротивление изоляции геофизикам представляется важным параметром, но оно не очень понятно трубникам. Для них более

понятен процент повреждения изоляции (какая часть поверхности трубы не имеет изоляции). В теории TEMS эти два параметра связаны и являются главными отчетными параметрами оценки качества изоляции. Для удобства восприятия результатов администраторами разработана шкала - светофор, всего три цвета: нормальное качество изоляции, требуется периодический контроль и требуется проверка раскопками и ремонт.

Литература

1. Геоэкологическое обследование предприятий нефтяной промышленности. Монография. Под ред. Шевнина В.А. и Модина И.Н. Изд. РУССО, 1999. 511 с.
2. Мусатов А., Накамура Л., Шевнин В. Аппроксимация трубопровода длинной линией для оценки его технического состояния. 2003. Геофизика, N1, с.51 – 58. Москва, изд. ЕАГЕ.
3. Электромагнитная аппаратура «ERA-MAX» www.era-max.com
4. Chipman R. A., 1968, Theory and problems of transmission lines, *McGraw Hill book Company*.
5. Kaufman A.A. and Wightman W.E., 1993, A transmission – line model for electrical logging through casing. *Geophysics*. Vol.58, N 12, pp.1739-1747.
6. Morgan J., 1993, *Cathodic Protection*, Second Edition, NACE publication, 519 pp.
7. Mousatov A., Shevnin V., Delgado-Rodríguez O., Nakamura-Labastida E., Mejía-Aguilar A. Application of superficial electromagnetic methods for localization and inspection of oil and gas pipelines' technical condition. *Proceedings of SAGEEP-2003*, San Antonio, April, 2003, pp.550-559.
8. Mousatov A., Nakamura E., Shevnin V., 2004. Electromagnetic surface method for the pipeline periodical inspection based on the heterogeneous transmission line model. *Proceedings of International Pipeline Conference (IPC)*, IPC04-0223, 9 pp. October 4 - 8, 2004. Calgary, Alberta, Canada.
9. CIPS - Close Interval Potential Survey. www.corrpro.com
10. C-Scan - Dynalog Electronics Ltd. United Kingdom. <http://www.dynalog.co.uk>
11. DCVG - D. C. Voltage Gradient Technology. www.dcvg.com . United Kingdom.
12. Pipeline Current Mapper User Guide. Radiodetection Ltd. www.radiodetection.com , 84 pp.