

3D 모델링을 이용한 매설배관 결함 위치에 따른 전위구배 영향 분석

김기태^{1,†} · 임부택¹ · 장현영¹ · 유영란² · 최승현² · 김영식² · 이대영¹

¹한국전력기술(주), 경상북도 김천시 혁신로 269

²국립안동대학교 신소재공학부 청정에너지소재기술연구센터, 경북 안동시 경동로 1375

(2024년 12월 05일 접수, 2024년 12월 16일 수정, 2024년 12월 17일 채택)

Analysis of Potential Gradient According to Defect Location in Buried Pipe Using 3D Modeling

K. T. Kim^{1,†}, B. T. Lim¹, H. Y. Chang¹, Y. R. Yoo², S. H. Choi², Y. S. Kim², and D. Y. Lee¹

¹KEPCO Engineering & Construction Company, 269, Hyeoksin-ro, Gimcheon, Gyeongbuk, 39660, Korea

²Materials Research Center for Energy and Clean Technology, Andong National University,

1375 Gyeongdong-ro, Andong, Gyeongbuk, 36729, Korea

(Received December 05, 2024; Revised December 16, 2024; Accepted December 17, 2024)

The management process for buried pipelines typically follows a sequence that includes pre-assessment, indirect inspection, direct inspection, and post-assessment. One widely used method for detecting coating defects during the indirect inspection phase is Direct Current Voltage Gradient (DCVG). This method measures the potential gradient created when current flows through areas with damaged coatings. While DCVG is highly accurate for detecting defects in single pipelines, such as gas or oil pipelines, its effectiveness diminishes in situations where pipelines cross or are layered. In this study, we analyzed the DCVG signals and potential gradient trends in scenarios involving multiple defects in either single or crossed pipelines, utilizing 3D modeling techniques. We first validated the reliability of our 3D model by comparing the measured values from a mock-up test site with actual buried pipelines against the modeled values. Subsequently, we assessed the model's reliability and examined the potential gradient distribution based on defect locations, particularly in cases involving crossed pipelines.

Keywords: Buried pipe, Cathodic protection, Potential gradient, DCVG (Direct Current Voltage Gradient), 3D Modeling

1. 서론

2000년대 초반 미국 원전에서 매설배관의 손상사례가 다수 보고됨에 따라 유지관리에 대한 중요성이 대두되었다. 매설배관은 도로와 인도 등의 통행방해가 없고, 차량이나 극한 기상조건에 대한 손상 가능성이 낮은 이점이 있으나, 토양에 매설되어 있어 유지관리 및 검사를 위한 접근성이 떨어지며 토양 환경에 의해 부식이 발생할 수 있다. 이러한 부식을 억제하기 위해 배관 표면에 콜타르, 에폭시, 보호 테이프 등으로 피복을 행하며 추가적으로 음극방식(외부전원법)을 사용한다 [1-3].

매설배관은 피복과 음극방식을 병행하여 부식을 억제해도 다양한 요인에 의해 배관 손상이 발생하게 되는데 피복의 경우, 굴착 및 매설 시 발생하는 물리적 손상, 장시간 사용에 의한 피복재의 노후, 토압에 의한 피복재 들뜸 등이 있으며 음극방식의 경우, 양극선의 단락, 장시간 사용에 의한 양극소모, 과방식에 의한 피복재 들뜸 등이 있다. 이처럼 다양한 요인에 의해 부식이 발생할 수 있는 가능성이 있으며 주기적으로 유지관리가 요구된다 [4-6].

일반적으로 매설배관의 관리절차는 예비평가, 간접검사, 직접검사 순서로 진행된다. 예비평가는 배관 상태를 분류하는 것에서부터 시작하는데 배관재질, 크기, 코팅 유무, 전기방식 유무, 유체 종류 등에 따라 관리우선순위를 평가(위험도 평가)하고 예비평가 단계의 위험도 결

[†]Corresponding author: kitaekim@kepco-enc.com

김기태: 차장, 임부택: 부장, 장현영: 처장, 유영란: 책임연구원, 최승현: 박사과정, 김영식: 교수, 이대영: 팀장

과를 참고하여 간접검사를 수행한다. 간접검사는 직접검사의 위치를 결정하는 검사로 배관 관로를 검사하는 PCM (Pipeline Current Mapper)과 매설배관의 코팅 건전성을 검사하는 CIPS (Close Interval Potential Survey), DCVG (Direct Current Voltage Gradient), ACVG (Alternating Current Voltage Gradient) 등이 있다. 직접검사는 예비단계의 위험도 평가 결과와 간접검사 결과를 종합하여 굴착위치를 결정하고 굴착 후 육안검사 및 초음파 검사를 진행하여 매설배관의 상태를 판단한다 [7-9].

간접검사 단계에서 수행되는 DCVG는 매설배관의 코팅결함을 찾는 방법 중 가장 널리 사용되는 방법으로 코팅이 손상된 부위로 전류가 흘러감에 따라 발생하는 전위구배를 통하여 측정하는 방법이다. Fig. 1은 DCVG 방법을 통해 코팅의 결함을 탐상하는 방법을 나타낸 그림으로 코팅 결함 있을 경우, 결함부위로 방식 전류가 흐르게 되고 전해질(토양)내에서 전위구배가 발생하게 되며 지표면에서 동일한 전극 2개를 사용하여 배관을 따라 수평 또는 수직방향으로 측정한다. 측정 시 Fig. 2에 나타낸 것과 같이 배관과 수직하게 측정할 경우에는 Fig. 2a와 같이 피크 부분이 결함이며 배관과 수평하게 측정하였을 경우 Fig. 2b와 같이 전위가 역전되는 부분을 결

함으로 판단할 수 있다.

DCVG법은 가스나 정유관 같이 단일 관로에서는 높은 정확도를 보이는 반면 복잡한 배관군(교차 혹은 적층)일 경우 간섭에 의해 결함 탐상률이 현저히 떨어지게 된다.

본 연구에서는 단일 혹은 교차되어 있는 배관에 결함이 다수 존재할 경우 DCVG 신호 및 토양에서의 전위구배가 어떤 경향을 보이는지 3D 모델링을 통해 분석하였다. 먼저, 3D 모델의 신뢰성을 검증하기 위해 매설배관이 설치되어 있는 목업시험장에서의 측정 값과 모델링 값을 비교분석하여 신뢰성 평가를 진행하였으며 그 후 결함 위치에 따른 전위구배 분포와 교차 배관으로 구성되어 있는 경우의 전위구배 분포 해석을 진행하였다.

2. 연구방법

2.1 3D 모델링 적용이론 및 경계조건

본 연구에서는 결함 위치에 따른 전위구배의 영향을 분석하기 위해 COMSOL Multiphysics의 2차전류분포 (Secondary current distribution) 모듈을 이용하였다. 이는 재료계면에서의 분극을 고려하고, 전하의 이동과 분극의 관계 또한 수식에 의해 정의된다. 또한 전극과 전해질에서의 전류의 전도를 모사하기 위해 전하량 보존 법칙과 결합된 Ohm's law를 적용하였다. Table 1은 모델링에 적용된 지배방정식을 나타내었으며 Table 2는 모델링에 적용한 파라미터를 나타내었다.

2.2 모델링을 통한 전위구배 분석

3D 모델링에서 방식전류가 흐름에 따라 발생하는 전위구배는 equation (1) 과 같이 표현된다 [11].

$$\begin{aligned} \text{Total potential gradient} \\ = \sqrt{(\phi_{ilx}^2 + \phi_{ily}^2 + \phi_{ilz}^2)} \end{aligned} \quad (1)$$

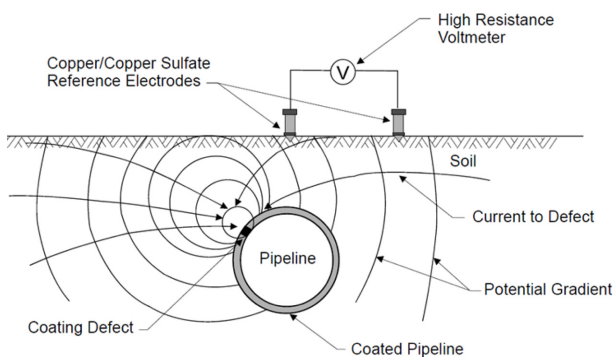


Fig. 1. Coating defect detection using DCVG method [10]

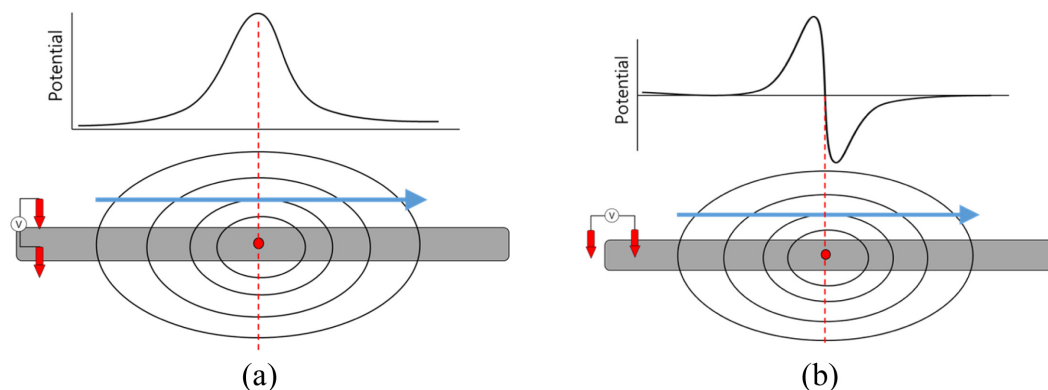


Fig. 2. DCVG signal trend according to measurement method; (a) vertical measurement, (b) horizontal measurement

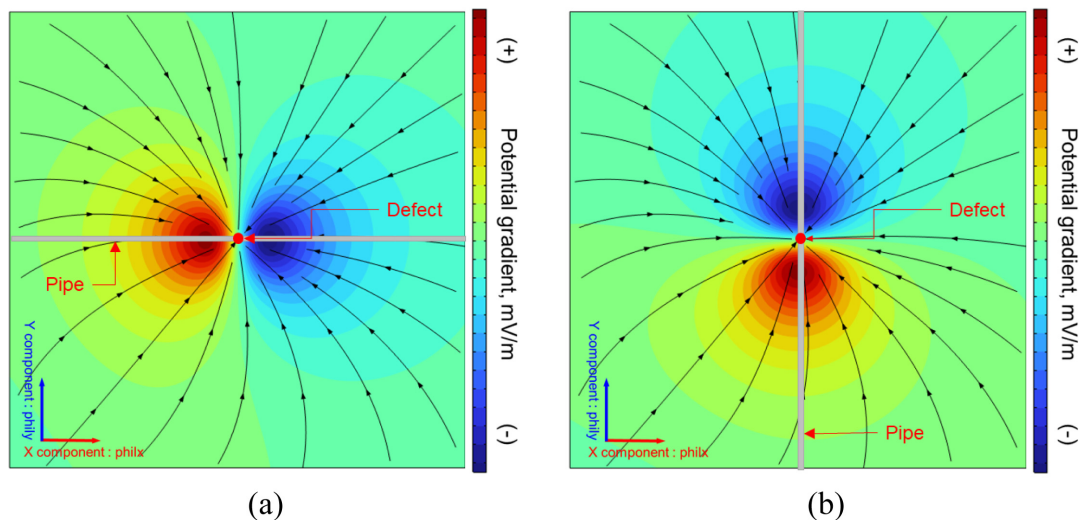
Table 1. Governing equation for 3D modeling using a secondary current distribution

	Equation
Secondary Current Distribution	$\nabla \cdot i_l = Q_l, i_l = -\sigma_l \nabla \phi_l$ $\nabla \cdot i_s = Q_s, i_s = -\sigma_s \nabla \phi_s$
Electrolyte potential	$\phi_l = \phi_{l, bnd}$
Electrode Surface	$n \cdot i_l = i_{total} \quad i_{total} = \sum_m i_{loc, m}$
Electrode Reaction	$\eta = E_{ct} - E_{eq}, E_{ct} = \phi_{s, ext} - \phi_l$

Key: i_l = Current density in liquid, i_s = Current density in solid, i_{loc} = Local current density, i_{total} = Total current density, Q_l = Total charge in liquid, Q_s = Total charge in solid, σ_l = Conductivity of liquid, σ_s = Conductivity of solid, ϕ_l = Potential of liquid, ϕ_s = Potential on solid, $\phi_{l, bnd}$ = Boundary electrolyte potential, $\phi_{s, ex}$ = External electric potential, η = Over potential, E_{ct} = Electrode potential, E_{eq} = Equilibrium potential

Table 2. Parameter for modeling

Parameter	Name	Value
Sigma	Electrolyte conductivity	0.004 S/m
$E_{\text{protection_CS}}$ vs. ref	Carbon steel potential vs. reference	-4.5 V(CSE)
$E_{\text{eq_CS}}$	Equilibrium potential of carbon steel	-0.56 V(CSE)
i_{0_CS}	Exchange current density of carbon steel	3.09E-7 A/cm ²

**Fig. 3. The potential gradient of x, y components; (a) x-component, (b) y-component**

philx는 x성분의 전위구배, phily는 y성분의 전위구배, philz는 z성분의 전위구배이다. 3D 모델링 기하구조 구성시 배관 방향을 x축과 평행하게 구성하였을 경우에는 x성분의 전위구배(philx), y축과 평행일 경우에는 y성분의 전위구배(phily)를 분석하였다. 결함이 존재할 때의 각 성분별 전위구배 경향은 Fig. 3에 나타내었으며 각각의 해석결과에 분석방향을 명시하였다.

2.3 목업시험장 구성

Fig. 4는 목업시험장 개략도를 나타내었다. 목업시험장에 매설된 배관은 ASTM A106 Gr.B를 만족하는 배관이며 폴리렌 코팅을 하였다. 직경 10 cm (4 in.), 길이 6 m 배관 5개를 전기적으로 연결하여 하나의 배관으로 가정하였으며 3 m, 10 m, 17.5 m, 23 m에 인공결함을 생성하였다. 각 위치별 결함의 크기는 5 cm², 5 cm², 10 cm², 5 cm²이다. 목업시험장에서의 DCVG 측정은 배관과 수

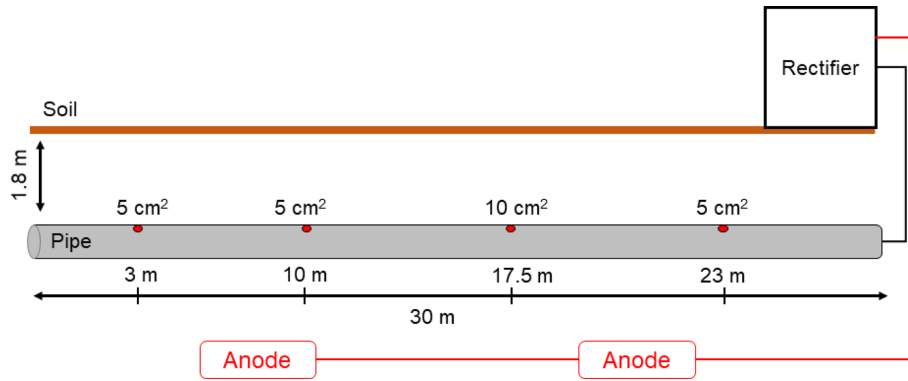


Fig. 4. Configuration of buried pipe and cathodic protection system in test bed

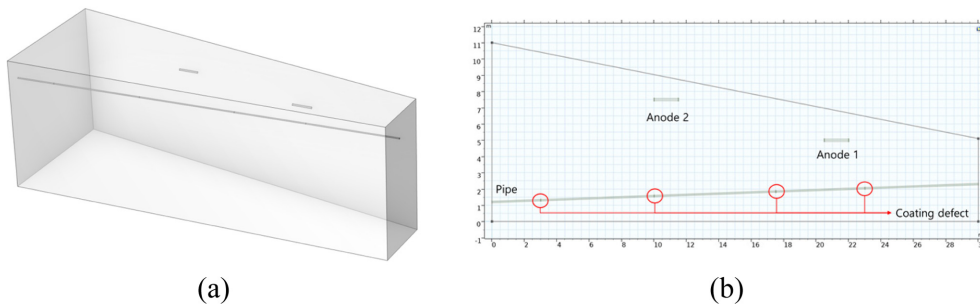


Fig. 5. The geometry of reliability evaluation modeling; (a) 3D view, (b) 2D view

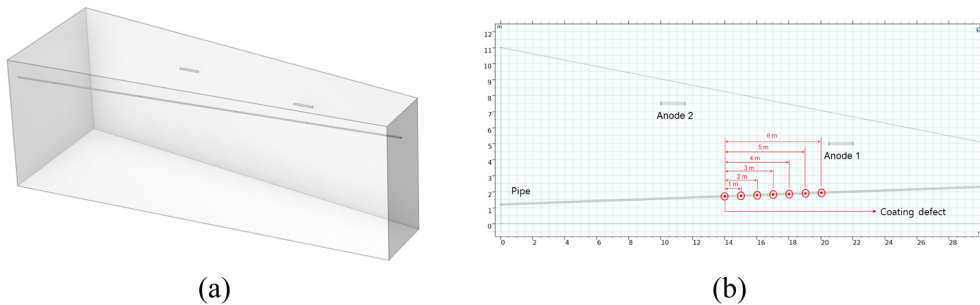


Fig. 6. The geometry of defect distance effect modeling; (a) 3D view, (b) 2D view

평하게 측정하였으며 황산동구리전극(Cu/CuSO_4 , CSE) 전극 2개를 이용하였다. 전극간의 거리는 1 m로 유지하였으며 측정 값이 음(-)에서 양(+)으로 역전되는 지점을 결함부위가 되도록 전극순서를 정하였다. 정류기에서의 인가전압은 3.8 V로 설정하였으며 관대지전위 측정 시 배관의 전위는 약 $-4.36 \text{ V}(\text{CSE})$ 로 나타났다.

2.4 3D 모델링 기하구조

2.4.1 신뢰성 평가 모델링

신뢰성 평가 모델링은 실제 측정 데이터와 비교하여 신뢰성이 있는지 판단하는 모델링이므로 양극, 배관, 결함위치 및 결함크기를 목업시험장과 동일하게 구성하였으며 Fig. 5에 나타내었다.

2.4.2 결함 간격의 영향 모델링(단일 배관)

단일배관에서 결함 간격에 따라 DCVG 신호와 전위 구배 경향을 분석하기 위해 Fig. 6과 같이 기하구조를 구성하였으며 양극과 배관의 위치는 목업시험장과 동일하게 구성하였다. 결함 위치는 14 m 위치에 5 cm^2 의 고정결함을 생성하였으며 고정결함이 존재하는 14 m에서부터 1 m 간격으로 20 m까지 추가 결함을 생성하여 모델링을 진행하였다.

2.4.3 교차 배관의 영향 분석 모델링

교차되어 매설되어 있는 경우의 DCVG 데이터와 전위구배 경향을 분석하기 위해 Fig. 7과 같이 기하구조를 구성하였다. 직경 10 cm (4 in.) 배관 2개로 구성하

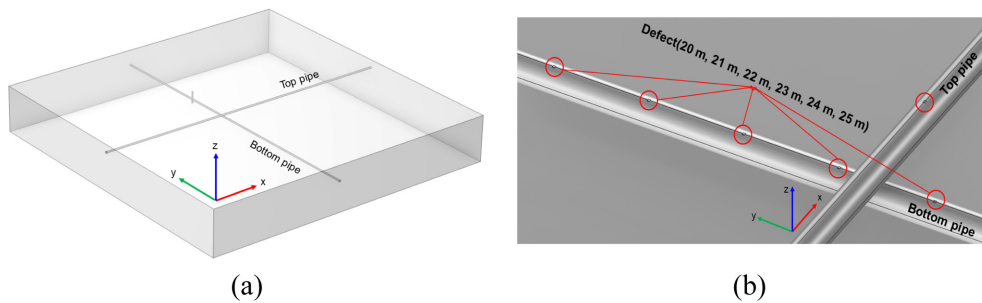


Fig. 7. The geometry of cross pipe modeling; (a) over view, (b) detail view

였으며 상부 배관에는 x축 방향으로 18 m 위치에 5 cm^2 의 고정결함을 생성하였으며, 하부배관에는 y축 방향으로 20 m 위치에서 1 m 간격으로 25 m 까지 5 cm^2 의 결함을 생성하여 경향을 분석하였다.

3. 연구결과 및 고찰

3.1 신뢰성 평가 모델링

Fig. 8은 목업시험장에서 측정한 측정데이터와 모델링을 통해 얻은 데이터를 비교한 그림이며 결함의 위치는 붉은색 점선으로 표시하였다. 음(-)의 전위에서 양(+)의 전위로 역전되는 부분을 결함신호로 판단할 수 있으며 측정 값과 모델링 값 모두 결함의 위치에서 DCVG 신호의 전위역전이 나타났다.

토양 내부에서의 x 성분의 전위구배 또한 측정 데이터와 동일하게 결함위치를 기준으로 역전이 되는 경향을 확인하였다. 이러한 결과를 토대로 해당 모델링이 DCVG 신호와 토양 내부에서의 전위구배에 대하여 신뢰성있는 데이터를 모사할 수 있는 것으로 판단하여 후속 모델링을 진행하였다.

3.2 결함 간격의 영향

하나의 배관에 다수의 결함이 존재할 경우 결함 간의 거리에 따라 DCVG 신호와 토양 내부에서의 전위구배가 어떤 경향을 보이는지 분석하기 위해 모델링을 진행하였다. 결함의 위치는 배관 상부 14 m에 위치한 결함을 기준으로 결함 간격을 1~6 m까지 1 m 간격으로 이격하며 결함을 생성하였다.

Fig. 9는 결함 간의 거리에 따른 DCVG 데이터 및 x 성분의 토양 내부 전위구배를 나타내고 있다. 해석결과 결함 간의 거리가 2 m 이하인 경우 결함 신호가 하나로 나타났으며 3 m 와 4 m의 경우 전위가 변곡되는 현상이 보이나 명확한 전위역전은 나타나지 않았다. 5 m 이상의 결함 간격에서는 DCVG 신호가 명확하게 역전되는 것으로 나타났다. 본 해석을 통해 DCVG 신호로 두 개의 결함 위치를 판단하기 위해서는 5 m 이상 결함이 이격되어 있어야 정확한 두 개의 결함 위치를 확인할 수 있는 것으로 나타났다.

결함 간의 거리에 따른 상세 토양 내부 전위구배를 Fig. 10에 나타내었다. 컬러 레전드를 -1 ~ 1로 변경하여 분석하기 쉽게 나타내었으며 하늘색과 파란색은 음의 전위영역, 녹색과 주황색은 양의 전위영역이다. 결함

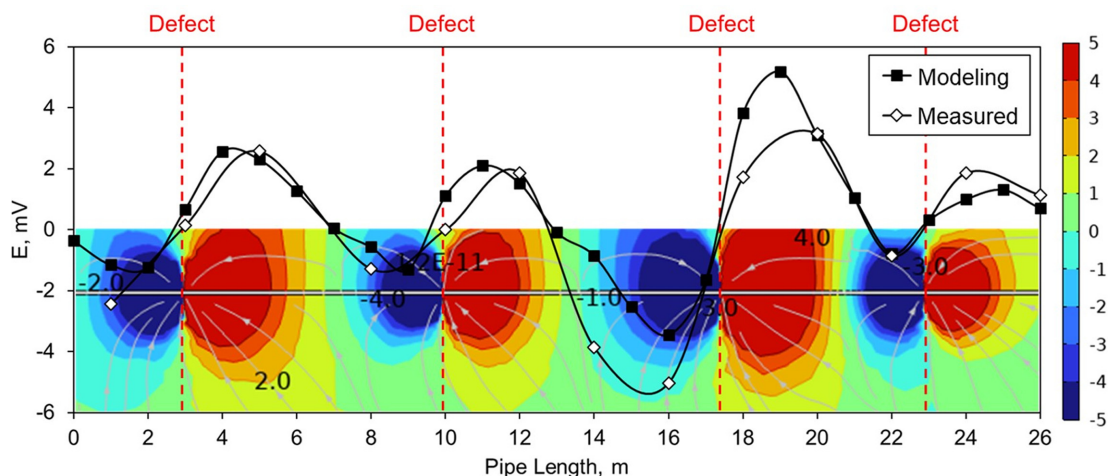


Fig. 8. Comparison of measurement data and modeling data

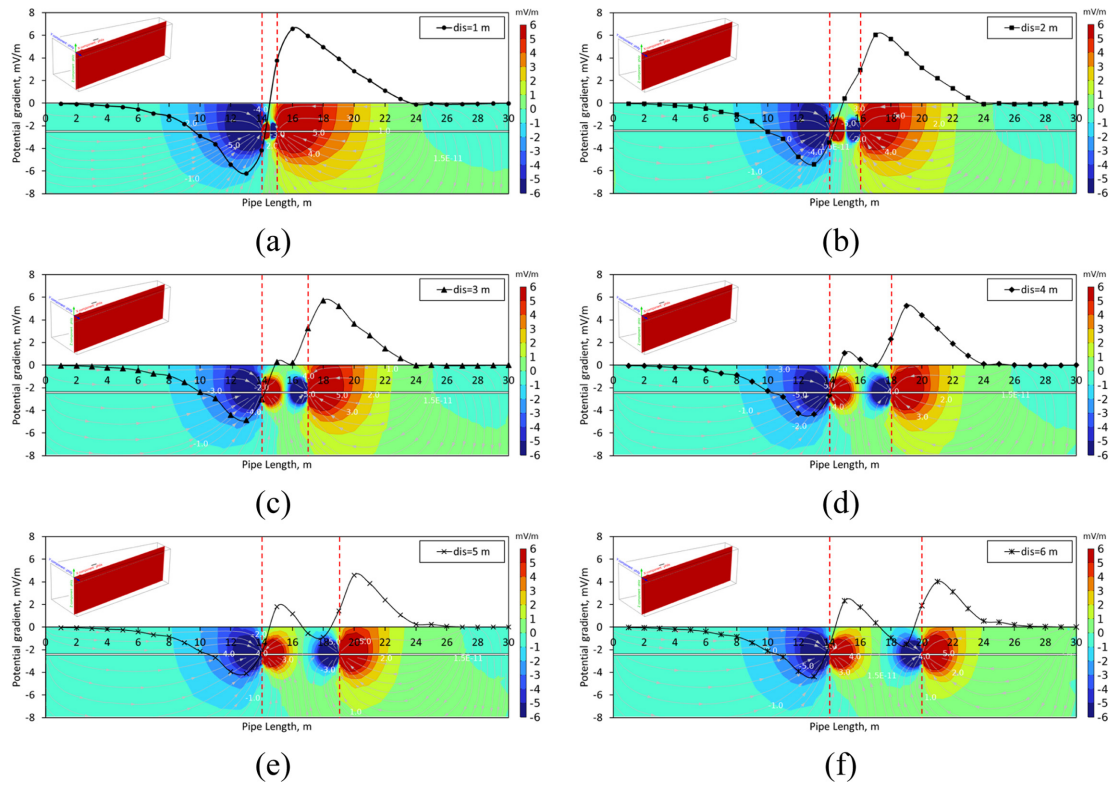


Fig. 9. Effect of defect distance on DCVG signal and potential gradient (x-component); (a) 1 m, (b) 2 m, (c) 3 m, (d) 4 m, (e) 5 m, (f) 6 m

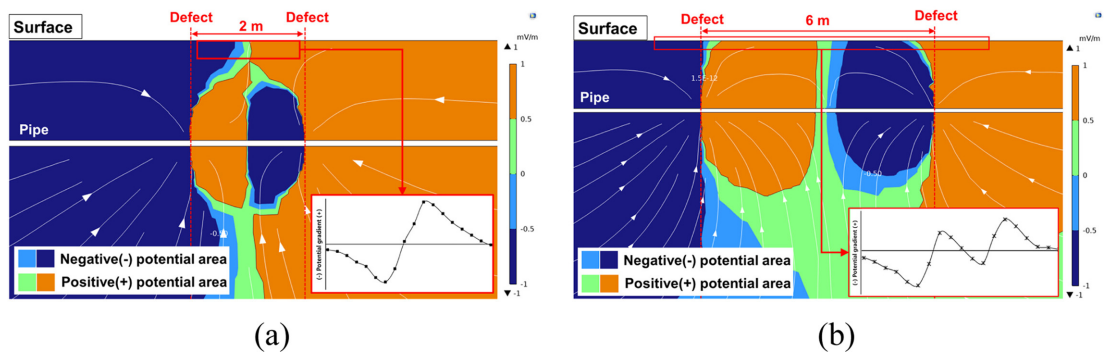


Fig. 10. Effect of defect distance on potential gradient(x-component); (a) 2 m, (b) 6 m

간의 거리가 2 m일 경우 배관 직상부에서는 2개의 결합 모두 구분이 가능하나 지표면에서는 전위가 합쳐짐에 따라 하나의 결합신호로만 나타났으며 6 m의 결합 간격의 경우는 각각의 결합 간에 미치는 영향이 감소하여 2개의 결합 모두 검출이 가능한 것으로 나타났다.

3.3 교차 배관의 영향

배관이 교차되어 매설되어 있으며 상부배관과 하부배관에 결함이 존재한다고 가정하였을 경우 DCVG 신호와 전위구배가 어떤 경향을 보이는지 분석하기 위해 모

델링을 진행하였다. 상부배관에는 (x=18, y=20) 좌표 위치에 고정 결함을 생성하였으며 하부배관에는 (x=18, y=21) 좌표를 기준으로 y축 방향으로 21 m에서 1 m 간격으로 25 m까지 결함을 생성하여 모델링을 진행하였다.

Fig. 11은 모델링을 통해 얻은 상부배관의 x축 방향 DCVG 신호 결과를 나타내었다. 하부배관에 존재하는 결함의 위치와 상관없이 하나의 결함 신호만 나타나는 것을 확인하였으며 상하부 배관의 결함 간격이 멀어질수록 DCVG의 신호강도가 점차 감소하며 3 m 이상 떨어져 있을 경우 DCVG 신호강도의 감소폭이 매우 낮아

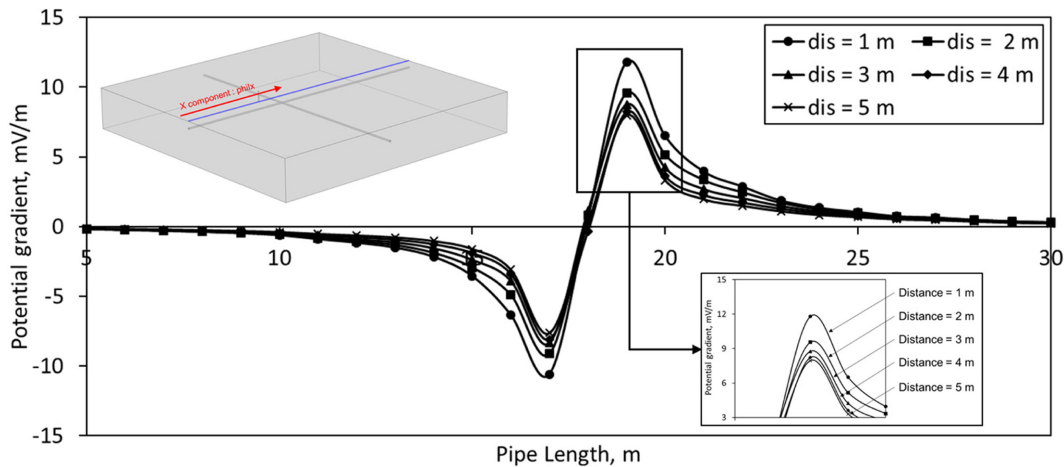


Fig. 11. Effect of defect distance on DCVG signal in top pipe

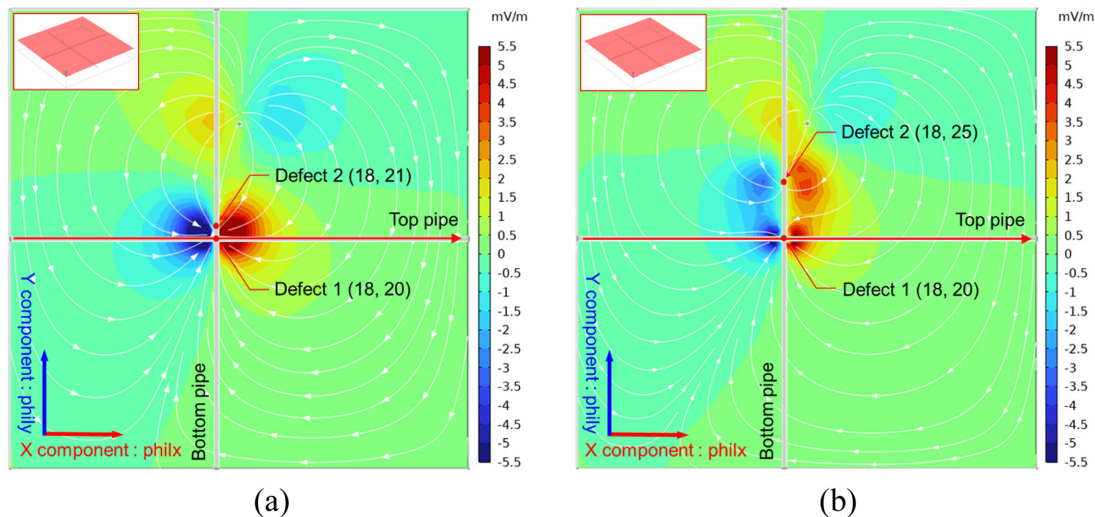


Fig. 12. Effect of defect distance on potential gradient(x-component) in surface; (a) 1 m, (b) 5 m

지는 것으로 확인되었다. 이는 Fig. 12의 지표면에서 본 x 성분의 전위구배 그림을 통해 설명할 수 있다. 상하부 배관의 결함이 가까울수록 결함 간의 간섭영향이 강해짐에 따라 신호강도가 강하게 나타는 것으로 보이며 결함 간 간격이 멀어짐에 따라 간섭영향은 감소하는 것으로 판단된다. 또한, 하나의 결함신호가 나타나는 것은 하부배관의 결함이 y축 방향으로 이동함에 따라 x축을 따라 측정 시 하부배관의 결함은 탐지할 수 없는 것으로 나타났다.

Fig. 13은 하부배관의 대해 분석한 결과로 y축 방향 DCVG 신호와 토양 내부의 전위구배를 나타내고 있다. 상하부 배관의 결함 간격이 2 m 이하일 경우 0 V를 기준으로 전위역전 현상이 일어나는 것이 아니라 양(+)의 전위 영역에서 전위의 변곡이 나타났다. 이는 하부 배관의 결함이 지표면과의 거리가 멀어짐에 따라 전압 강

하가 증가하고, 상부배관에 존재하는 결함의 영향으로 인해 전위 변곡이 나타나는 것으로 판단된다. 결함간의 거리가 3 m 이상일 경우에는 결함간의 영향이 감소되면서 전위 변곡이 감소하며 4 m 이상 이격될 경우 전위 역전이 나타나면서 결함의 위치를 판단할 수 있는 것으로 나타났다.

현재까지 결과를 토대로 3D 모델링을 통해 다양한 조건에서의 DCVG 신호를 모사할 수 있음을 확인하였다. 이러한 모델링 기법을 활용하여 다양한 조건에 대해서 결함 신호 및 전위구배에 대한 데이터 베이스를 구축할 경우, 실제 발전소 및 산업계에서 정확하게 판정하지 못했던 신호들을 구분할 수 있을 것으로 판단되며 추후 빅데이터를 활용하여 인공지능 기법과 연계하여 보다 빠르고 정확한 판정이 가능할 것으로 예상된다.

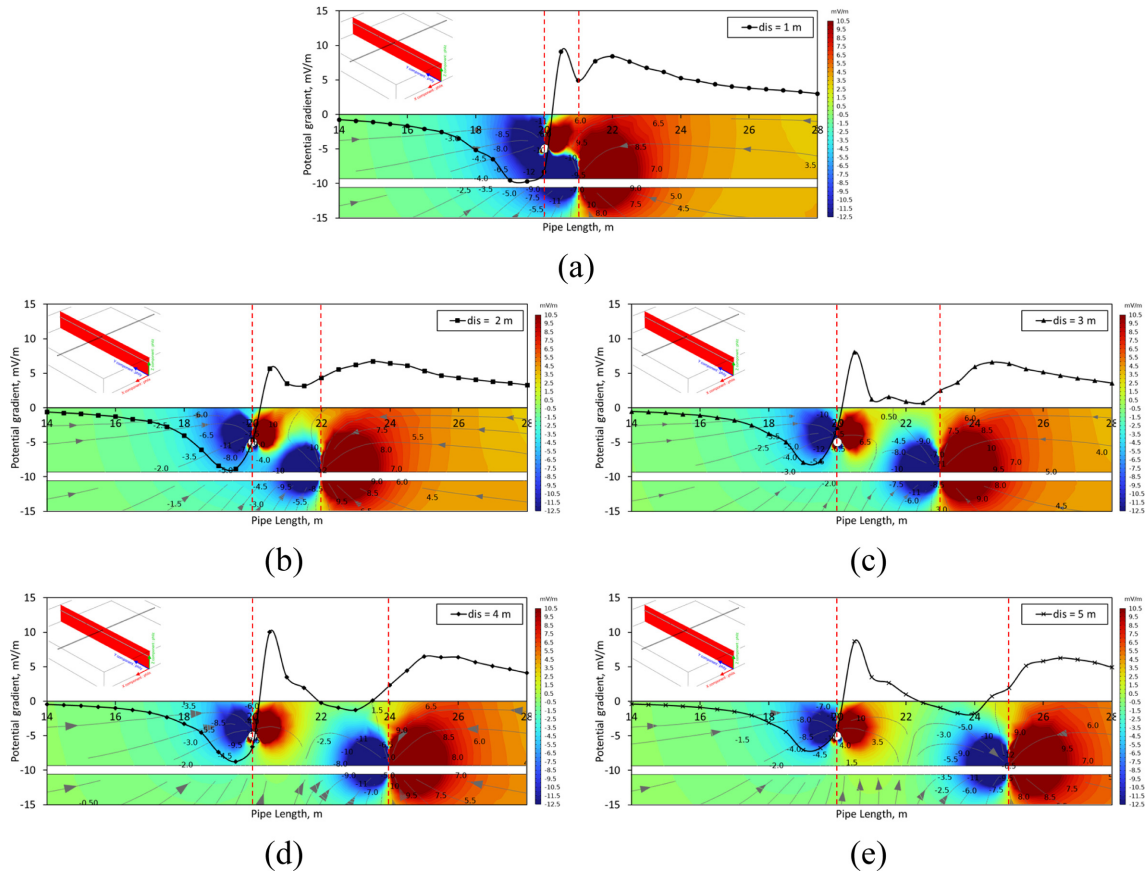


Fig. 13. Effect of defect distance on DCVG signal and potential gradient (y-component) in bottom pipe; (a) 1 m, (b) 2 m, (c) 3 m, (d) 4 m, (e) 5 m

4. 결론

3D 모델링을 이용하여 매설배관 결함위치에 따른 전위구배 영향 분석을 진행한 결과, 다음과 같은 결론을 얻었다.

- 1) 3D 모델링을 통해 다양한 조건에서 DCVG 신호 및 전위구배를 모사할수 있음을 확인하였으며 다양한 조건에 대한 데이터베이스 구축 시 정확하게 판정하지 못한 결함 신호들을 구분할 수 있을 것으로 판단된다.
- 2) 결함간격이 좁을 경우 토양내 배관 직상부에서는 각각의 결함신호를 구분할 수 있으나, 지표면에서 측정 시 하나의 신호로 나타나는 경향을 보였으며 결함 간 거리가 4 m 이상은 이격되어 있어야 명확한 전위역전 현상을 보였다.
- 3) 배관이 교차되어 매설되어 있는 경우 명확한 전위역전 현상이 보이지 않아도 전위가 변곡되는 부분이 나타날 시 결함부로 고려할 수 있으며 해당 위치에 대해서 정밀한 분석이 필요할 것으로 판단된다.

감사의 글

본 연구는 산업통상자원부(MOTIE)와 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구과제입니다 (No.20217910100010).

References

1. NEI 09-14, Guideline for the Management of Underground Piping and Tank Integrity, US NRC, USA (2013). <https://www.nrc.gov/docs/ml1030/ml103090142.pdf>
2. K. C. Kim, J. G. Kim, D. Y. Kim, M. J. Jhung and J. B. Kim, Analysis of US Regulatory Status to Buried and Underground Piping and Tanks of Nuclear Power Plant, *Journal of the Korean Society for Nondestructive Testing*, **39**, 292 (2019). Doi: <https://doi.org/10.7779/JKSNT.2019.39.5.292>
3. H. Y. Chang, K. T. Kim, B. T. Lim, K. S. Kim, J. W. Kim, H. B. Park and Y. S. Kim, Protection Performance

- Simulation of Coal Tar-Coated Pipes Buried in a Domestic Nuclear Power Plant Using Cathodic Protection and FEM Method, *Corrosion Science and Technology*, **16**, 115 (2017). Doi: <https://doi.org/10.14773/cst.2017.16.3.115>
4. S. H. Choi, Y. R. Yoo, and Y. S. Kim, Effect of Electrode Spacing on the Detection of Coating Defects in Buried Pipelines Using Direct Current Voltage Gradient Method, *Coatings*, **13**, 1471 (2023). Doi: <https://doi.org/10.3390/coatings13081471>
 5. M. Wasim, M. B. Djukic, External corrosion of oil and gas pipelines: A review of failure mechanisms and predictive preventions, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, **100**, 104467 (2022). Doi: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104467>
 6. M. Xu, C. N. Catherine Lam, D. Wong, E. Asselin, Evaluation of the cathodic disbondment resistance of pipeline coatings – A review, *Progress in Organic Coatings*, **146**, 105728 (2020). Doi: <https://doi.org/10.1016/j.porgcoat.2020.105728>
 7. NACE SP0502, Pipeline External Corrosion Direct Assessment Methodology, NACE International, USA (2010). <https://law.resource.org/pub/us/cfr/ibr/004/nace.sp0502.2002.pdf>
 8. Y. D. Ryou, J. H. Lee, Y. K. Yoon, H. S. Lim, The Development and Introduction of External Corrosion Direct Assessment Measures for Urban Gas Pipelines, *Journal of the Korean Institute of Gas*, **18**, 12 (2014). Doi: <https://doi.org/10.7842/kigas.2014.18.5.12>
 9. Y. D. Ryou, J. H. Lee, S. W. Jung, K. W. Park, A Study on the Development and the Verification Experiment of ECDA Equipment, *Journal of the Korean Institute of Gas*, **20**, 72 (2016). Doi: <https://doi.org/10.7842/kigas.2016.20.5.72>
 10. NACE, CP 3-Cathodic Protection Technologist COURES MANUAL, NACE International, USA (2008). https://archive.org/stream/Cp_3_student_july_200802.pdf/Cp_3_-_student_july_200802_djvu.txt
 11. COMSOL, COMSOL Electrochemistry Module User's Guide, COMSOL Multiphysics®, Sweden (2023). <https://doc.comsol.com/6.2/doc/com.comsol.help.echem/ElectrochemistryModuleUsersGuide.pdf>