

수소배관 운영 조건에 따른 배관강이 수소취성에 미치는 영향 인자 분석

백종현[†] · 장윤찬 · 김철만

한국가스공사 가스연구원

Analysis of Influence Factors on Hydrogen Embrittlement of Pipe Steel according to Hydrogen Pipeline Operating Conditions

JONGHYUN BAEK[†], YUNCHAN JANG, CHEOLMAN KIM

KOGAS Research Institute, Korea Gas Corporation, 1248 Suin-ro, Sangnok-gu, Ansan 15328, Korea

[†]Corresponding author :
jhbaek@kogas.or.kr

Received 4 March, 2024
Revised 24 March, 2024
Accepted 23 April, 2024

Abstract >> Pipeline steels for hydrogen transmission may cause hydrogen embrittlement due to absorption and diffusion of hydrogen through metals. Hydrogen pipes exhibited similar mechanical properties to atmospheric conditions in terms of tensile and yield strength in a hydrogen atmosphere. This paper aims to provide relevant information regarding hydrogen embrittlement in hydrogen transmission pipeline.

Key words : Fatigue crack growth rate(피로균열성장률), Fracture toughness(파괴인성), Hydrogen embrittlement(수소취성), Hydrogen pipeline(수소배관), Tensile property(인장 특성)

1. 서론

재생에너지를 활용하여 수소를 생산할 경우 생산 및 소비 과정에서 무탄소(CO₂-free) 에너지원으로 활용될 수 있으므로 수소는 친환경적인 에너지 운반체이다. 그러나 주요 에너지 공급원인 풍력과 태양열이 항상 일정량으로 공급되는 것은 아니므로 재생에너지원으로 전력을 공급하려면 전력 변동성에 대비하여야 한다. 전력 변동성을 보완하는 방법 중 하나로 과잉 생산된 잉여 전력을 사용하여 수소를 생산, 운송, 저장 및 공급하는 방법이 있다¹⁻⁴⁾.

파리기후협약 Conference of the Parties에서 196개

국가는 산업화 이전 수준 대비 지구 평균 온도가 2°C 이상 상승하지 않도록 온실가스 배출량을 단계적으로 감축하는 것에 동의했다. European Union 집행위원회는 2030년까지 탄소 배출량을 1990년 수준 대비 55% 감축하기 위해 Fit for 55를 발표하였다. 국제적으로 탄소 배출 규제가 본격화됨에 따라 우리 정부도 다양한 정책을 제시하고 있다. 제10차 전력수급기본계획에 따르면 정부는 온실가스 배출 목표 달성을 위하여 신재생에너지의 발전량을 204.4 TWh로 확대하기로 했다. 이는 원자력의 230.7 TWh 다음으로 높은 발전량이다. 탄소 배출 저감을 위해 liquified natural gas (LNG) 복합 발전기는 천연가스

수소 50% 혼소 발전을 추진하고 있다.

수소는 화석연료보다 높은 비용 구조를 가지고 있으나 중장기적으로는 공급 비용 감축 가능성이 크고 에너지 소비에 따른 미래 환경 비용 감축을 위한 효율적인 대안 중 하나이다. 수소 이용 효율을 높이기 위해서는 수소를 대량으로 소비자에게 운송하는 것이 필요하며 배관은 환경과 경제성을 고려할 때 최상의 운송 및 저장 매개체이다^{5,6)}.

European hydrogen backbone은 수소 수송을 위해 기존 천연가스배관을 활용하는 것이 신규 수소배관 건설에 비해 75-90% 투자비 절감이 예상된다고 보고하였다. 네덜란드의 천연가스 운영사인 Gasunie는 수소 수송을 위하여 직경 30인치, 배관 길이 1,183 km에 대한 경제성 분석 결과 기존 천연가스배관 활용 시 신설 수소배관 대비 1/4 투자비가 소요된다고 보고하였다^{7,8)}. 현재 운영 중인 천연가스 배관에 수소를 혼입하여 LNG 발전소 및 도시가스사에 공급하면 수소배관 건설 비용 절감, 운송 비용 절감 그리고 탄소 배출 저감 등을 기대할 수 있다. 수소의 체적 에너지 밀도(11 MJ/m³)가 천연가스(35 MJ/m³)에 비해 1/3 정도로 낮기 때문에 경제적으로 효율성을 갖추기 위해서는 고강도 고압 대구경 배관 사용이 필수적이다⁹⁾. 수소 전용 배관 또는 기존 천연가스배관에 수소 혼입 공급에 따른 주요 쟁점으로는 배관 시스템에 미치는 구조적 내구성, 건전성 관리, 유지보수, 유동 안정성, 가정용 및 산업용 가스기기의 수소 호환성, 유량 측정, 누설 감지 등이 있다. 100% 수소 또는 CH₄+H₂ 혼합가스를 배관을 통해 수송할 경우 가장 많은 관심 사항은 수소취성이다. 수소취성은 환경, 응력 및 민감성 재료의 3가지 구성 요소가 동시에 충족할 경우 발생한다. 이 3가지 요소 중 1개라도 충족하지 못하면 수소취성은 발생하지 않는다. 즉 운영 압력, 재료 또는 수소 환경 중 1개 요소라도 변경하면 수소취성은 발생하지 않는다¹⁰⁾.

본 논문은 고압, 장거리 및 대용량의 수소 수송을 위한 American Petroleum Institute (API) 배관 규격, 수소취성 영향 인자 그리고 수소배관의 기계적 물성을 분석하여 경제성과 건전성이 확보된 수소배관 운

영을 통해 수소경제 활성화에 기여하고자 한다.

2. 수소배관 관련 규격

2.1 수소배관 규격

수소배관은 API 5L, product specification level (PSL) 2로 제작된다¹¹⁾. PSL1에 비하여 PSL2 배관은 항복 강도와 인장 강도에서 최댓값을 규정하고 있다. 저온에서 취성 파괴 방지를 위하여 0°C 또는 그 이하 온도에서 charpy V-notch (CVN) 충격 시험과 drop weight tear test (DWTT) 시험을 요구하고 있다. American Society for Testing and Materials (ASTM) E23 규격에 의거 실시한 CVN 시험과 API 5L3 규격에 따라 DWTT 시험 후 파단면에서 85% 이상 전단 파단율을 나타내야 한다^{12,13)}. PSL2 등급 배관에 대한 최소 충격흡수에너지(KV, J)는 API 5L 규격에 규정되어 있으며 외경 762 mm 및 API X70 등급 이하 배관의 경우 27 J 이상으로 규정하고 있다¹¹⁾. 배관 직경과 운영 압력에 의해 발생하는 원주응력 및 배관 강도 등급에 따른 충격흡수에너지는 다음의 식을 적용하여 산출한다.

$$K_V = 0.000267 \times \sigma_h^{1.5} \times D^{0.5} \text{ for Grade} \leq X65 \quad (1)$$

$$K_V = 0.000321 \times \sigma_h^{1.5} \times D^{0.5} \text{ for } X65 < \text{Grade} \leq X70 \quad (2)$$

$$K_V = 0.0000357 \times \sigma_h^2 \times \left(\frac{Dt}{2}\right)^{1/3} \text{ for } X70 < \text{Grade} \leq X80 \quad (3)$$

여기서 σ_h 는 hoop stress (MPa), D 는 outside diameter (mm), t 는 pipe wall thickness (mm)이다.

수소배관에 대한 설계, 건설 및 운영에 대한 규격 (code) 또는 문서(document)로는 미국기계학회(American Society of Mechanical Engineers, ASME)에서 규정한 ASME B31.12, 독일가스식물료전문가협회(Deutsche Vereinigung des Gas und Wasserfachese, DVGW)에서 규정한 DVGW G463, 영국가스엔지니어

관리협회(Institution of Gas Engineers & Managers, IGEM)의 IGEM/TD/1, 유럽산업가스협회(European Industrial Gases Association, EIGA)에서 발간한 EIGA IGC Doc 121/14, 미국압축가스협회(Compressed Gas Association, CGA)의 CGA G5.6-R2013 그리고 아시아산업용가스협회(Asia Industrial Gases Association, AIGA)의 AIGA 033/14 등이 있다^{10,14-18}. ASME B31.12는 천연가스배관 설계 및 운영을 규정한 ASME B31.8을 근간으로 제작되었으며 현재 세계적으로 가장 일반적으로 적용하는 수소배관 규격으로 general requirement, industrial piping 그리고 pipelines로 구성되어 있다. ASME B31.12에 따르면 모든 금속 재료는 정도의 차이는 있지만 수소취성이 발생하며 기체 수소와 호환성을 갖는 재료로는 알루미늄 합금, 스테인리스강(오스테나이트 계열, 12 wt.% 이상 Ni 함유한 316L 추천), 탄소강, 저합금강, 구리 합금 및 티타늄 합금이 추천된다.

ASME B31.12의 part-PL에 따르면 100% 수소 또는 10% 이상 수소가 함유된 혼합가스, 운영 압력 21 MPa 이하, -62°C에서 232°C의 온도 범위 그리고 20 ppm 이하 수분을 함유한 수소 수송 시 적용되는 수소배관 규격이다. 수소배관은 원소재인 강관을 성형하여 강관사에서 길이 방향 용접을 실시하고 12 m 배관을 건설 현장에서 원주 용접을 실시한다¹⁹. Fig. 1에는 수소배관의 길이 방향 용접부와 원주 방향 용접부 단면을 나타내었다.

용접부 균열 방지 및 경도 제어를 위하여 탄소당량(carbon equivalent) 수치를 제한한다. 배관 모재부의 탄소 함량이 0.12% 이하인 경우에는 CE_{Pcm} (0.25 이하) 그리고 탄소 함량이 0.12% 초과인 경우에는 CE_{IIW} (0.43 이하)식을 적용한다¹¹.

$$CE_{Pcm} = C + \frac{Si}{30} + \frac{Mn}{20} + \frac{Cu}{20} + \frac{Ni}{60} + \frac{Cr}{20} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B \quad (4)$$

$$CE_{IIW} = C + \frac{Mn}{6} + \frac{(Cr+Mo+V)}{5} + \frac{(Ni+Cu)}{15} \quad (5)$$

2.2 수소배관 두께

수소배관의 두께는 ASME B31.12의 PL-3.7.1 규정을 적용하여 식 (6)과 같이 계산한다.

$$t = \frac{PD}{2SFETH_f} \quad (6)$$

여기서 P 는 design pressure, D 는 outer diameter, S 는 specified minimum yield strength (SMYS), F 는 design factor, E 는 longitudinal joint factor, T 는 temperature derating factor, H_f 는 material performance factor이다.

수소배관 운영 시 운영 압력에 의해 발생하는 원주응력이 40% SMYS보다 높을 경우에는 파괴전파

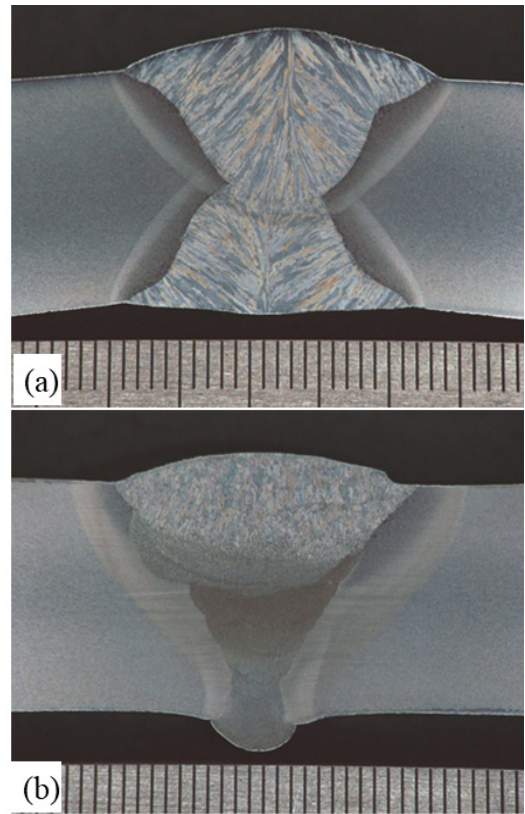


Fig. 1. Cross-sectional optical microscopy image of (a) longitudinal weld (SAW) and (b) girth weld (GTAW+SMAW)

제어를 위하여 option A (prescriptive design method) 또는 option B (performance-based design method) 방법으로 수소배관 두께를 계산한다. 천연가스배관의 경우에는 $H_f=1$ 을 적용하나 수소배관의 경우 설계 압력과 배관 등급에 따라 option A에서는 $H_f=0.542$ 에서 $H_f=1.0$ 사이의 값을 적용한다. API X52 등급 이하 및 설계 압력이 2,000 psi (13.8 MPa) 이하인 경우 $H_f=1.0$ 을 적용한다. 취성파괴 제어(brittle fracture control)를 위해 0°C 또는 최저 사용 온도에서 CVN 시험과 DWTT 시험 후 각각 80%와 40% 이상 전단파 단분율을 나타내야 한다. 연성파괴 정지(ductile fracture arrest)를 위한 K_V 는 식 (7)에서 산출한 에너지 이상이어야 한다.

$$K_V = 0.008 \times \sigma_h^2 \times (Rt)^{0.39} \quad (7)$$

여기서 K_V 는 full size specimen CVN energy (ft·lb), σ_h 는 hoop stress (ksi) due to design pressure, R 은 radius of pipe (inch), t 는 pipe wall thickness (inch)이다.

배관 직경이 1,422 mm 이하인 경우 용접부의 K_V 는 27 J 이상으로 규정하고 있다. 배관 모재부와 용접부의 최대 인장 강도는 100 ksi (695 MPa) 이하 그리고 최소 규정 항복 강도는 70 ksi (485 MPa)까지만 적용할 수 있다.

Option B에서는 수소배관 두께 계산 시 배관 등급 및 설계 압력과 관계없이 $H_f=1.0$ 의 값을 적용한다. 다만 $H_f=1.0$ 을 적용하기 위해서는 ASME B31.12에서 요구하는 (threshold stress intensity factor for hydrogen assisted cracking K_{IH})가 배관 모재부, 용접부 및 열영향부에 대하여 50 ksi√in (55 MPa√m) 이상을 나타내어야 한다. 배관 모재부와 용접부의 최대 인장 강도는 110 ksi (760 MPa) 이하 그리고 최소 규정 항복 강도는 80 ksi (555 MPa)까지만 적용하며 인(phosphorus)은 0.015 wt.% 이하를 함유하여야 한다. 취성파괴 제어와 연성파괴 정지 기준은 option A와 같다.

3. 수소취성 영향 인자

3.1 수소취성 이론

수소취성은 수소분자가 금속 표면(노치, 균열)에서 수소원자로 해리되어 금속 내부로 침투, 확산하여 금속의 연성(ductility)을 저하시키는 현상이다. 1875년 Johnson이 철(iron)과 강(steel)을 염산과 황산에 담근 후 철강의 인성(toughness)과 연성(ductility)이 감소하는 기계적 물성 열화를 발표한 것이 수소취성과 관련된 최초 자료이다²⁰. 금속재가 수소에 의해 기계적 성질이 저하되는 대표적인 이론은 high temperature hydrogen attack (HTHA), hydrogen induced cracking (HIC) 및 hydrogen assisted cracking (HAC)이다. HTHA는 금속재가 200°C 이상의 온도에 노출된 경우 금속 내부의 탄화물(M_xC)이 수소와 반응하여 CH_4 를 형성하여 금속 내부에서 균열이 발생하는 현상이다²¹. 상온에서 운영되는 장거리 수소수송용 배관의 경우 HTHA 현상이 발생하지 않는다. HIC는 황화수소(H_2S)가 함유된 유체 수송 시 금속 내부로 침투한 수소원자가 분자화되어 금속 내부의 입계 또는 개재물에서 균열이 발생하는 현상으로 탈황 처리된 유체 수송용 배관에서는 발생하지 않는다²²⁻²⁴. HAC로 알려진 수소취성은 금속재의 연성과 파괴인성을 저하시키고 피로 균열 전파 속도를 증가시킨다. 수소배관에서 수소취성에 의해 균열 생성, 성장 및 진전이 발생하기 위해서는 균열 부위에 인장응력이 필요하다. 수소취성의 대표적인 이론은 hydrogen enhanced decohesion mechanism (HEDE)과 hydrogen enhanced local plasticity (HELP)가 있다. HEDE는 금속재의 결정립계(grain boundary)에서 집적된 수소가 금속의 원자 간 결합력을 저하시켜 균열 생성을 촉진시키는 이론이다²⁵⁻³⁰. HELP는 수소가 금속 내부의 전위(dislocation)에 집적하여 전위의 이동 속도를 증가시켜 국부적인 소성 변형을 일으키기 위한 요구 응력을 저하시켜 균열이 생성되는 현상을 설명하는 이론이다³¹⁻³⁴.

3.2 수소배관 인장강도 특성

수소배관에 대한 인장 특성은 ASTM G129 또는 ASTM G142 절차를 통해 평가한다^{35,36}. ASTM G129는 ASTM E8 규격에 의거하여 제작한 인장시험편을 수소분위기에서 2.54×10^{-3} 부터 2.54×10^6 mm/s 범위의 저속 변형률로 인장 특성을 평가하는 시험법이다^{35,37}. ASTM G142는 직경 6 mm 봉상인장시험편과 노치 반경이 0.083 mm, 60° 노치각도를 갖는 노치인장시험편의 인장 특성을 평가한다³⁶. 봉상인장시험편은 표점 부분의 연신을 0.002 mm/s 속도로 실시하고 노치인장시험편은 시험기의 crosshead 연신을 0.02 mm/s 속도로 실시하여 대기 중(불활성)과 수소분위기에서 relative notch tensile strength (RNTS)와 relative reduction of area (RRA)를 통해 인장 특성을 평가한다.

$$RNTS = \frac{NTS_H}{NTS_R} \quad (8)$$

$$RRA = \frac{RA_H}{RA_R} \quad (9)$$

NTS_H : notch tensile strength in hydrogen

NTS_R : notch tensile strength in reference

RA_H : relative reduction of area in hydrogen environment for the smooth tensile specimen

RA_R : relative reduction of area in reference environment for the smooth tensile specimen

Table 1에 따르면 RNTS가 1.0-0.97이면 수소 영향이 없고 0.96-0.90이면 수소 영향이 적으며 0.89-0.70

Table 1. Hydrogen embrittlement index

| Hydrogen embrittlement category | RNTS range |
|---------------------------------|--------------|
| Negligible | 1.00 to 0.97 |
| Small | 0.96 to 0.90 |
| High | 0.89 to 0.70 |
| Severe | 0.69 to 0.50 |
| Extreme | 0.49 to 0.00 |

이면 수소 영향이 높고 0.69 이하는 수소에 대한 영향이 중대하고 심각한 것으로 분류하고 있다³⁸.

Table 2의 수소분위기에서 수소배관으로 사용되는 API X42-X80 배관에 대한 항복강도, 인장강도, 연신율 및 단면 감소율 연구 결과에 따르면 수소 압력 및 수소 분율에 따라서는 항복강도와 인장강도는 변화가 없으나 연신율과 단면 감소율은 감소하는 특성을 보인다^{39,40}. 수소배관은 운영 압력에 의해 발생하는 원주응력이 항복강도의 40-72% 범위와 0.5% 변형률 이하인 탄성 구간에서 운영된다. 분석 결과에 따르면 수소 함량 증가에 따라 연신율과 단면 감소율은 감소하나 수소배관이 운영되는 범위에서는 항복강도, 인장강도, 연신율 및 단면 감소율이 영향을 받지 않는 것으로 분석된다.

3.3 수소배관 파괴인성 특성

수소배관은 배관 제조, 건설 또는 운영 중 비파괴 검사로부터 검출되지 못한 결함이 존재할 수 있다. 수소배관에 결함 존재 시 운영 압력 또는 외부 하중 등에 의해 결함이 커질 수 있다. 수소분위기에서는 균열 성장에 대한 저항성을 나타내는 파괴인성(K_{IC}) 이 대기 중에 비하여 47-70% 감소하는 경향을 보이고 있다. 파괴인성 평가는 BS 7448 또는 ASTM E1820 절차에 따라 이루어진다⁴¹⁻⁴³. 가스배관의 경우 파괴인성 평가는 일반적으로 crack tip opening displacement (CTOD) 시험을 통하여 δ_{crit} 를 산출하고 식 (10)-(12) 관계를 이용하여 K_{IC} , J_{crit} 및 $K_{\delta C}$ 로 환산하여 이루어진다.

$$K_{IC} = \sqrt{\frac{E_y J_{crit}}{1 - \nu^2}} \quad (10)$$

$$J_{crit} = m_{CTOD} \cdot \sigma_f \cdot \delta_{crit} \quad (11)$$

$$K_{\delta C} = \sqrt{\frac{m_{CTOD} \cdot \sigma_f \cdot \delta_{crit} \cdot E_y}{1 - \nu^2}} \quad (12)$$

여기서 K_{JC} 는 equivalent K_{IC} computed from J_{crit} , E_y 는 Young's modulus at the temperature of interest, J_{crit} 는 critical J-integral value, $K_{\delta C}$ 는 equivalent K_{IC} computed from δ_{crit} , ν 는 poisson's ratio, m_{CTOD} 는 conversion constant (1.4), σ_f 는 flow stress, δ_{crit} 는 critical CTOD value이다.

수소분위기에서 균열 정지(crack arrest) 특성은 ASME Sec. VIII Div. 3 KD-10 및 ASTM E1681 절차를 통해 K_{IH} 를 평가한다^{44,45}. K_{IH} 시험편은 O_2 1 ppm 이하, CO_2 1 ppm 이하, CO 1 ppm 이하, H_2O 3 ppm 이하의 가스 조성을 갖는 99.9999% 수소분위기에서 탄소강 재료인 경우 1,000시간을 유지시킨 후 균열 진전 길이가 0.25 mm 이하이면 수소배관으

로 적합한 것으로 본다. ASME B31.12에서 배관 두께 계산 시 수소에 의한 영향을 적용받지 않는 option B 설계법에서 $H_f=1.0$ 을 적용하기 위해서는 K_{IH} 가 50 ksi√in (55 MPa√m) 이상을 나타내어야 한다.

Table 3은 API 배관에 대하여 수소 압력과 혼합비율에 따른 파괴인성 변화를 나타낸 것이다. 6.9 MPa 압력의 100% 수소의 경우 API X42-X80 배관에서 배관 등급(강도) 증가에 따른 파괴인성 변화(95-111 MPa√m)는 크게 나타나지 않았다⁴⁶⁻⁵⁰. 천연가스배관의 경우 연성파괴 개시를 방지하기 위한 CTOD 값은 0.05 mm 이상을 요구하고 있다⁵¹⁻⁵⁴.

Table 4는 API X42-X80 배관에 대하여 CTOD가 0.05 mm일 경우 BS 7910과 API 579에서의 환산식

Table 2. Tensile properties of API pipes under various hydrogen gas conditions

| Pipe grade | YS (MPa) | UTS (MPa) | Elong (%) | RA (%) | Gas composition | Specimen type | Ref |
|------------|----------|-----------|-----------|--------|------------------------------|---------------|-----|
| API X42 | 332 | 545.2 | 32.3 | 77.1 | Air, Ambient | Smooth | 39 |
| | 333 | 543.4 | 32.3 | 77.6 | 0.1% H_2 - CH_4 , 10 MPa | | |
| | 330 | 535.2 | 31.2 | 74.2 | 1% H_2 - CH_4 , 10 MPa | | |
| | 328 | 536.7 | 31.0 | 68.4 | 30% H_2 - CH_4 , 10 MPa | | |
| | 325 | 536.2 | 25.3 | 41.9 | 100% H_2 , 10 MPa | | |
| API X60 | 450 | 540 | 16 | 55.2 | 100% H_2 , 10 MPa | Smooth | 40 |
| | 450 | 540 | 21 | 76.6 | 100%N, 10 MPa | Notch | |
| | 550 | 655 | 0.65 mm | 52.0 | 100% H_2 , 10 MPa | | |
| | 550 | 655 | 1.1 mm | 72.1 | 100%N, 10 MPa | | |
| API X65 | 448 | 546.9 | 29.3 | 79.3 | Air, Ambient | Smooth | 39 |
| | 450 | 543.3 | 28.9 | 78.2 | 0.1% H_2 - CH_4 , 10 MPa | | |
| | 452 | 548.8 | 29.5 | 73.3 | 1% H_2 - CH_4 , 10 MPa | | |
| | 459 | 542.2 | 25.5 | 55.5 | 30% H_2 - CH_4 , 10 MPa | | |
| | 450 | 541.5 | 23.4 | 43.5 | 100% H_2 , 10 MPa | | |
| API X70 | 607 | 632 | 24.6 | 82.3 | Air, Ambient | Smooth | 39 |
| | 605 | 624 | 22.4 | 81.7 | 1% H_2 - CH_4 , 10 MPa | | |
| | 604 | 627 | 21.7 | 81.5 | 30% H_2 - CH_4 , 10 MPa | | |
| | 602 | 628 | 17.6 | 40.2 | 100% H_2 , 10 MPa | | |
| API X80 | 523.90 | 656.39 | 26.88 | 77.77 | 100%N, 12 MPa | Smooth | 67 |
| | 518.56 | 666.00 | 24.58 | 75.13 | 5% H_2 -N, 12 MPa | | |
| | 525.52 | 657.81 | 23.85 | 74.41 | 10% H_2 -N, 12 MPa | | |
| | 524.83 | 656.06 | 22.19 | 65.42 | 20% H_2 -N, 12 MPa | | |
| | 523.67 | 661.54 | 21.91 | 64.73 | 50% H_2 -N, 12 MPa | | |

YS, yield strength; UTS, ultimate tensile strength; Elong, elongation; RA, reduction of area; Ref, references.

Table 3. Fracture toughness properties of API pipes under various hydrogen gas conditions

| Pipe grade | YS (MPa) | UTS (MPa) | K _{JC} (H ₂), MPa√m | Gas composition | Ref. |
|--------------------|----------|--------------|--|--|-------|
| API X42 | 366 | | 107 | 100%H ₂ , 6.9 MPa | 46,47 |
| API X52 | 469 | | 102 | | |
| API X60 | 473 | | 104 | | |
| API X70 | 584 | | 95 | | |
| API X80 | 676 | | 111 | | |
| API X70 | 482 | 565 | 200 | Natural gas, 6 MPa | 48 |
| | | | 150 | 50%NG+50%H ₂ , 6 MPa | |
| | | | 100 | 100%H ₂ , 6 MPa | |
| API X42 (L290NE) | 422 | 560 | 153 | 100%H ₂ , 10 MPa | |
| | | 156 (SAW) | | | |
| API X42 | 297 | 466 | 88 | | |
| | | | 118 (GW) | | |
| | | | 115 (HAZ) | | |
| | | | 104 (ERW) | | |
| API X52 (L360NE) | 445 | 570 | 151 | 100%H ₂ , 10 MPa | 49 |
| API X56 | 486 | 615 | 99 | | |
| | | | 122 (SAW) | | |
| | | | 132 (GW) | | |
| API X60 (St60.7) | 517 | 663 | 148 | | |
| | | | 129 (WM) | | |
| API X65 (P460NH) | 488 | 652 | 104 | | |
| | | | 154 (WM) | | |
| API X70 (StE480.7) | 508 | 616 | 138 | 100%H ₂ , 10 MPa | |
| | | | 132 | 100%H ₂ , 1 MPa | |
| | | | 146 (SAW) | 100%H ₂ , 10 MPa | |
| | | | 190 (SAW) | 100%H ₂ , 1 MPa | |
| | | | 139 (GW) | 100%H ₂ , 10 MPa | |
| | | | 145 (GW) | 100%H ₂ , 1 MPa | |
| API X70 | 607 | 632 | 299 (0.459)* | Air, Ambient | 50 |
| | | | 281 (0.404)* | | |
| | | | 284 (0.414)* | | |
| | 605 | 624 | 204 (0.214)* | 1%H ₂ -CH ₄ , 10 MPa | |
| | | | 209 (0.226)* | | |
| | | | 194 (0.194)* | | |
| 602 | 628 | 156 (0.125)* | 100%H ₂ , 10 MPa | | |
| | | 194 (0.194)* | | | |

*CTOD (mm).

을 적용하여 $K_{\delta c}$ 를 산출하였다^{43,55}. BS 7910에서 $K_{\delta c}$ 환산 시 flow stress (σ_f)는 SMYS를 적용하였으며 m 은 다음의 식을 사용하였다.

$$m = 1.517 \left(\frac{YS}{UTS} \right)^{-0.3188} \quad (13)$$

CTOD가 0.05 mm일 경우 BS 7910과 API 579에서 API X42-X80 배관의 최소 요구 $K_{\delta c}$ 는 74.5-99.2 MPa√m이다. 배관 등급이 증가함에 따라 최소 요구 $K_{\delta c}$ 는 증가하였다.

Table 3을 보면 API X70 배관에서 대기 중 또는 천연가스 분위기에 비하여 100% 수소분위기의 경우 파괴인성(K_{IC})은 50-60% 감소하는 경향을 보였으나 10 MPa, 100% 수소분위기에서도 156 MPa√m 이상의 파괴인성을 나타내고 있었으며 API X70 배관의 최소 요구 $K_{\delta c}$ =93.4 MPa√m보다 높은 값을 나타내어 수소분위기에서도 수소에 대한 호환성을 보여 준다.

3.4 수소배관 피로 특성

금속재는 작용응력 변화에 의해 균열 생성 및 성장이 진행되는 피로 현상이 발생한다. 응력 변화에 따른 피로균열 생성은 ASTM E468 규격으로 피로 수명을 평가하며 균열 생성 후 피로 균열 성장 속도는 ASTM E647 규격으로 평가한다^{56,57}. 수소배관의 경우 Fig. 2와 같이 배관 제조, 배관 건설 및 수소취성에 의해 배관 내외부에 균열형 결함이 생성될 수

있다. 매설된 수소배관은 운영 압력 변화와 철도 및 자동차 등 외부 하중 변화에 따른 응력 변화에 따라 배관에 존재하는 균열형 결함이 성장한다. 식 (14)를 사용하여 피로 균열 성장 속도를 평가하여 수소배관의 수명을 예측한다.

$$da/dN = C(\Delta K)^m \quad (14)$$

여기서 da/dN 은 rate of crack growth rate, a 는 crack length (depth), N 은 no of fatigue cycle, C , m 은 material constant, ΔK 는 $K_{max}-K_{min}$, K 는 stress intensity factor이다.

배관 결함 부위에 가해지는 응력 변화에 따른 결함의 성장 속도(da/dN)가 10^{-10} m/cycle인 경우에는

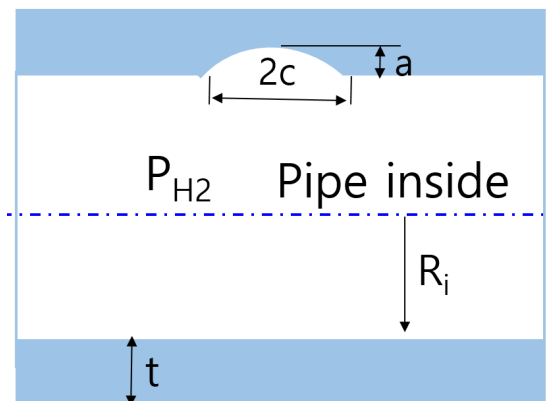


Fig. 2. Defect with crack length (2c) and depth (a) at pipe inside

Table 4. Minimum requirement fracture toughness of API pipes to avoid non-ductile fracture initiation

| Pipe grade | SMYS (MPa) | SMTS (MPa) | Flow stress, (YS+UTS)/2 | E (MPa) | m (BS 7910) | m (API 579) | CTOD (m) | $K_{\delta c}$ (BS 7910) MPa√m | $K_{\delta c}$ (API 579) MPa√m |
|------------|------------|------------|-------------------------|---------|-------------|-------------|----------|--------------------------------|--------------------------------|
| API X42 | 290 | 415 | 352.5 | 205,000 | 1.701 | 1.4 | 0.00005 | 74.5 | 74.6 |
| API X52 | 360 | 460 | 410.0 | | 1.640 | | | 81.6 | 80.4 |
| API X56 | 390 | 490 | 440.0 | | 1.632 | | | 84.7 | 83.3 |
| API X60 | 415 | 520 | 467.5 | | 1.630 | | | 87.3 | 85.9 |
| API X65 | 450 | 535 | 492.5 | | 1.603 | | | 90.1 | 88.1 |
| API X70 | 485 | 570 | 527.5 | | 1.597 | | | 93.4 | 91.2 |
| API X80 | 555 | 625 | 590.0 | | 1.576 | | | 99.2 | 96.5 |

결합의 성장이 없는 것으로 판단하며 이때의 ΔK 를 ΔK_{th} 로 정의한다⁵⁷⁾. 배관에 균열형 결합이 존재할 경우 천연가스배관에 비하여 수소배관은 피로에 의한 균열 성장 속도가 10-1,000배 빠르다. 피로 균열 성장 속도는 응력 변화폭, 수소 압력, 미세조직, 불순물 가스 및 시험 속도 등에 영향을 받는다⁵⁸⁻⁶⁶⁾.

응력 변화폭과 수소 압력 증가는 균열 성장 속도 증가 효과를 나타낸다. 동일한 수소 압력과 수소 분압 조건에서는 배관 강도 변화에 따라서 피로 균열 성장 속도는 큰 변화를 보이지는 않는다. 수소배관에 O₂와 CO 불순물이 존재할 경우 균열 표면에 산화막을 형성하여 금속 내부로 수소의 침투 확산을 저지하여 균열 성장 속도를 감소시키는 효과를 나타낸다. 반면에 CO₂와 H₂S는 균열 성장 속도를 증가시키는 효과를 나타낸다. Fig. 2와 같이 수소배관의 길이 방향으로 결합이 존재할 경우 임계 결합 크기의 깊이는 0.25 t이고 길이는 1.5 t보다 커야 한다. 식 (14)를 통해 평가된 피로 수명은 임계 균열 깊이에 도달하는 데 필요한 사이클 수의 절반 또는 결합이 두께의 25% 또는 임계 균열 깊이의 25%에 도달하는 데 필요한 사이클 수 가운데 작은 값을 적용한다⁴⁴⁾.

수소에 의한 피로 균열 성장 속도는 IGEM-TD1과 ASME B31.12, 대기 중 탄소강에 대한 피로 균열 성장 속도는 API 579와 BS 7910에 제시되어 있으며 Fig. 3과 Table 5에 정리하였다.

BS 7910과 API 579에서는 피로에 의한 균열이 성장하지 않는 $\Delta K_{th}=2 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$ 로 설정하였다. IGEM에 따르면 응력비(R)와 ΔK 에 따라 다른 재료상수(C,m)를 사용하며 수소배관의 운영 압력이 13.79 MPa (2,000 psi)까지 적용된다. ASME B31.12에서의 피로 균열 성장 속도는 응력비 0.5와 배관 운영 압력 20 MPa (3,000 psi)까지만 적용한다. 수소배관에서 균열형 결합이 존재할 경우 보수적인 피로 수명 평가를 위해서 $\Delta K \leq 4 \text{ MPa}\sqrt{\text{m}}$ 인 구간에서는 API 579를 적용하고 그 이상에서는 IGEM (R \geq 0.5)을 적용하는 것이 타당할 것이다.

4. 수소배관 기계적 물성 분석

금속재 및 배관의 경우 강도가 증가하면 균열에 대한 저항을 나타내는 파괴인성이 감소한다고 알려져 있다. 배관의 경우 1975년을 기점으로 제철 및 제강기술의 발달로 황, 인과 같은 불순물이 감소하고 미세조직 제어를 통해 강도 증가와 더불어 파괴인성이 향상된 배관이 생산되고 있다. 수소배관은 인구 밀도 및 건물 밀집도에 따라 수소배관 항복 강도 40-72% 범위의 원주응력이 발생하는 압력과 0.5% 이하의 변형을 조건에서 설계 및 운영된다. ASME B31.12 및 EIGA에서는 API X52 등급 이하 배관 사용을 권고하고 있다^{10,16)}. 외경(D)과 두께(t)를 갖는 수소배관은 설계 압력(P)에 의해 원주응력(σ_h)과 길이 방향 응력(σ_a)이 발생한다.

$$\sigma_h = \frac{PD}{2t} \tag{15}$$

$$\sigma_a = \alpha \frac{PD}{2t} \tag{16}$$

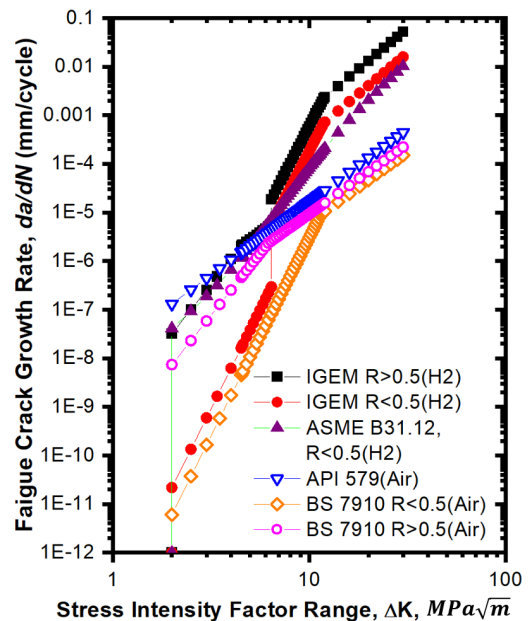


Fig. 3. Fatigue crack growth rate under hydrogen and air

여기서 매설 배관의 경우 $\alpha=0.3$, 지상 노출 배관의 경우 $\alpha=0.5$ 를 적용한다.

Table 2에 의하면 수소분위기와 대기 중 또는 천연가스분위기에서의 인장 강도와 항복 강도는 차이를 보이지 않았다. 다만 연신율과 단면 감소율은 수소분위기에서 감소하는 경향을 나타내었다. 항복 강도 40-72% 범위의 응력 구간에서 운영되는 수소배관은 강도 측면에서 수소에 의한 영향을 받지 않으며 연신율 및 단면 감소율 역시 수소배관이 운영되는 조건에서는 영향을 받지 않는 것으로 분석된다.

수소배관에 존재하는 균열형 결함은 배관 운영 압력에 의해 발생하는 원주응력과 길이 방향 응력에 의해 균열이 성장할 수 있으며 균열 성장에 대한 저항성은 파괴인성에 의해 평가된다. 수소분위기에서 수소배관의 파괴인성은 대기 중 또는 천연가스분위기에 비하여 50-60% 감소한다. 인장강도와 항복강도는 수소에 의해 영향을 받지 않지만 파괴인성은 수소에 의해 영향을 받는다. 수소배관의 파괴인성은 수소에 의해 감소되지만 연성파괴 방지를 위한 Table

4의 최소 요구 파괴 인성보다는 높은 값을 나타내고 있어서 수소배관 운용 시 정기적인 배관 검사를 통해 결함에 대한 정보를 사전에 인지하면 신뢰성 있는 수소배관 운영이 가능하다.

배관 제조, 건설 또는 운영 중 발생한 균열형 결함은 배관 운영 압력 변동 또는 외부 하중 변화에 의해 균열은 성장할 수 있으며 식 (14)를 통해 결함을 갖는 배관의 수명을 예측할 수 있다. 수소 수송용 배관은 대기 중에 비하여 피로 균열 성장 속도가 10-1,000배 증가한다. 따라서 비파괴 검사를 통해 검지된 결함에 대해 차기 배관 검사 시점 또는 배관 설계 수명까지 구조적으로 신뢰성을 갖고 운영할 수 있는지 여부를 판단하여야 한다. 균열형 결함을 갖는 수소배관은 API 579 part 9 (assessment of crack-like flaws) 또는 BS 7910 Sec. 7 (assessment for fracture resistance)에 규정된 손상 평가도(failure assessment diagram)를 사용하여 안전 영역에 위치하는 결함 크기(길이, 깊이)를 산정하여 수소배관의 사용 적합성을 평가할 수 있다.

Table 5. Recommended fatigue crack growth laws for steels in hydrogen and air

| R (Kmax/Kmin) | C | m | ΔK stage (MPa \sqrt{m}) | | Gas composition | Ref. |
|---------------|--|--------------------------|------------------------------------|--------|-----------------|-------------|
| <0.5 | 7.59×10^{-14} | 8.16 | ~ 6.42 | | Hydrogen | IGEM TD1 |
| | 2.78×10^{-12} | 7.82 | 6.42 ~ 11.8 | | | |
| | 1.68×10^{-7} | 3.37 | 11.8 ~ | | | |
| ≥0.5 | 9.38×10^{-10} | 5.10 | ~ 4.55 | | | |
| | 2.70×10^{-8} | 2.88 | 4.55 ~ 6.42 | | | |
| | 9.02×10^{-12} | 7.82 | 6.42 ~ 11.8 | | | |
| | 5.46×10^{-7} | 3.37 | 11.8 ~ | | | |
| <0.5 | $\frac{da}{dN} = a1\Delta K^{b1} + [(a2\Delta K^{b2})^{-1} + (a3\Delta K^{b3})^{-1}]^{-1}$ | | | | Hydrogen | ASME B31.12 |
| | a1 | 4.0812×10^{-9} | b1 | 3.2106 | | |
| | a2 | 4.0862×10^{-11} | b2 | 6.4822 | | |
| | a3 | 4.8810×10^{-8} | b3 | 3.6147 | | |
| <0.5 | 2.11×10^{-14} | 8.16 | ~ 11.48 | | Air | BS 7910 |
| | 8.32×10^{-9} | 2.88 | 11.48 ~ | | | |
| ≥0.5 | 2.15×10^{-10} | 5.1 | ~ 6.2 | | | |
| | 1.23×10^{-8} | 2.88 | 6.2 ~ | | | |
| - | 1.65×10^{-8} | 3.0 | 2.0 ~ | | Air | API 579 |

5. 결론

본 논문은 수소배관 규격을 정리하고 수소취성에 대한 영향 인자를 분석하였다. 그리고 인장강도, 항복강도, 연신율, 단면 감소율, 파괴인성 및 피로 균열 성장 속도에 대한 문헌조사를 통해 수소배관 운영 조건에서 수소배관의 사용 적합성 여부를 평가하고 그 결과를 아래와 같이 요약하였다.

1) 수소배관으로 사용되는 API 배관의 수소분위기에서 인장 강도와 항복 강도는 대기 중 조건과 유사한 역학 특성을 나타내었다.

2) 수소분위기에서의 수소배관의 연신율과 단면 감소율은 인장 강도까지는 대기 중 조건과 차이가 없는 연성 특성을 나타내었다.

3) 항복 강도 40-72% 응력 범위에서 운영되는 수소배관은 강도적인 측면에서는 사용 적합성에 문제가 없을 것으로 판단된다.

4) 수소배관 두께 설정 시 천연가스배관과 같은 두께를 갖기 위해서는 K_{IH} 가 50 ksi√in (55 MPa√m) 이상을 나타내야 한다.

5) 수소분위기에서의 수소배관의 파괴인성은 대기 중에 비하여 50-60% 감소하나 연성파괴 방지를 위한 최소 요구 파괴인성보다는 높은 값을 갖고 있다.

6) 수소분위기에서의 수소배관의 피로 균열 성장 속도는 대기 중에 비하여 10-1,000배 증가하므로 API 579, ASME 31.12, BS 7910 및 IGEM TD1에 제시된 피로수명 예측식을 통해 신뢰성 있는 수소배관을 운영하여야 한다.

후 기

본 연구는 국토교통부/국토교통과학기술진흥원의 지원으로 수행되었음(과제번호: RS-2023-00245737, 과제명: 수소도시용 수소배관망 국산화 및 실증기술 개발).

References

1. International Energy Agency (IEA), "The future of hydrogen: seizing today's opportunities", IEA, 2019. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>.
2. International Renewable Energy Agency (IRENA), "Hydrogen from renewable power: technology outlook for the energy transition", IRENA, 2018. Retrieved from <https://www.irena.org/publications/2018/Sep/Hydrogen-from-renewable-power>.
3. C. Kim, G. Kim, and H. Kim, "Analysis of domestic and foreign policy and technology trends for hydrogen industry development", Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 34, No. 2, 2023, pp. 122-131, doi: <https://doi.org/10.7316/JHNE.2023.34.2.122>.
4. J. E. Shin, "Hydrogen policy trends and current status of hydrogen technology development by value chain", Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 34, No. 6, 2023, pp. 562-574, doi: <https://doi.org/10.7316/JHNE.2023.34.6.562>.
5. DNV GL, "Energy transition outlook 2020", DNV GL, 2020. Retrieved from <https://www.dnv.co.kr/article/energy-transition-outlook-2020-download-185170/>.
6. Hydrogen Council, "Path to hydrogen competitiveness: a cost perspective", Hydrogen Council, 2020. Retrieved from <https://hydrogencouncil.com/en/path-to-hydrogen-competitiveness-a-cost-perspective/>.
7. European Hydrogen Backbone (EHB), "European hydrogen backbone, April 2022", EHB, 2022. Retrieved from <https://ehb.eu/page/publications#dit-is-de-download-omschrijving>.
8. G. Tezel and R. Hensgens, "HyWay27: hydrogen transmission using the existing natural gas grid?", HyWay27, 2021. Retrieved from <https://www.hyway27.nl/uploads/fckconnector/b1b55302-f9eb-532c-91ec-8d2e04b7b661>.
9. Z. L. Messaoudani, F. Rigas, M. D. B. Hamid, and C. R. C. Hassan, "Hazards, safety and knowledge gaps on hydrogen transmission via natural gas grid: a critical review", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 41, No. 39, 2016, pp. 17511-17525, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.07.171>.
10. The American Society of Mechanical Engineers (ASME), "Hydrogen piping and pipelines (B31.12)", ASME, 2019. Retrieved from <https://www.asme.org/codes-standards/fund-codes-standards/b31-12-hydrogen-piping-pipelines>.
11. The American Petroleum Institute (API), "Line pipe (API 5L)", API, 2018. Retrieved from <https://www.api.org/-/media/apiwebsite/products-and-services/api-international-usage-and-deployment-report-2022.pdf>.
12. ASTM International, "Standard test methods for notched

- bar impact testing of metallic materials (ASTM E23-23a)", ASTM International, 2007. Retrieved from <https://www.astm.org/e0023-23a.html>.
13. The American Petroleum Institute (API), "API recommended practice 5L3: drop-weight tear tests on line pipe", API, 2014. Retrieved from https://www.api.org/~media/files/publications/whats%20new/5l3_e4%20pa.pdf.
 14. Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (DVGW), "High pressure gas steel pipelines for a design pressure of more than 16 bar: design and construction", DVGW, 2021. Retrieved from <https://www.dvgw-regelwerk.de/plus/#technische-regel/dvgw-arbeitsblatt-g-463/dae1b3>.
 15. Institution of Gas Engineers and Managers (IGEM), "IGEM /TD/1 - high pressure hydrogen pipelines", 6th ed, Suppl 2, IGEM, UK, 2021.
 16. European Industrial Gases Association (EIGA), "Hydrogen pipeline systems: IGC doc 121/14", EIGA, 2014. Retrieved from <https://www.eiga.eu/uploads/documents/DOC121.pdf>.
 17. Compressed Gas Association (CGA), "Hydrogen pipeline systems", CGA, 2005. Retrieved from <https://portal.cगतa.com/publication/details?id=G-5.6>.
 18. Asia Industrial Gases Association (AIGA), "Hydrogen Pipelines System", AIGA, 2012. Retrieved from https://www.asiaiga.org/uploaded_docs/AIGA%20033_14%20Hydrogen%20pipeline%20systems.pdf.
 19. E. S. Menon, "Pipeline planning and construction field manual", Gulf Professional Publishing, USA, 2011.
 20. W. H. Johnson, "On some remarkable changes produced in iron and steel by the action of hydrogen and acids", *Nature*, Vol. 11, 1875, pp. 393, doi: <https://doi.org/10.1038/011393a0>.
 21. American Petroleum Institute (API), "API recommended practice 941: Steels for hydrogen service at elevated temperatures and pressures in petroleum refineries and petrochemical plants", API, 2016. Retrieved from <https://www.api.org/products-and-services/standards/industry-alert>.
 22. M. L. Martin and P. Sofronis, "Hydrogen-induced cracking and blistering in steels: a review", *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Vol. 101, 2022, pp. 104547, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104547>.
 23. H. Castaneda, E. Sosa, and M. A. Espinosa-Medina, "Film properties and stability influence on impedance distribution during the dissolution process of low-carbon steel exposed to modified alkaline sour environment", *Corrosion Science*, Vol. 51, No. 4, 2009, pp. 799-806, doi: <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2009.02.002>.
 24. X. H. Zhao, Y. Han, Z. Q. Bai, and B. Wei, "The experiment research of corrosion behaviour about Ni-based alloys in simulant solution containing H₂S/CO₂", *Electrochimica Acta*, Vol. 56, No. 22, 2011, pp. 7725-7731, doi: <https://doi.org/10.1016/j.electacta.2011.05.116>.
 25. Y. Wang, J. Gong, and W. Jiang, "A quantitative description on fracture toughness of steels in hydrogen gas", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 38, No. 28, 2013, pp. 12503-12508, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.07.033>.
 26. Y. Kim, Y. J. Chao, M. J. Pechersky, and M. J. Morgan, "On the effect of hydrogen on the fracture toughness of steel", *International Journal of Fracture*, Vol. 134, 2005, pp. 339-347, doi: <https://doi.org/10.1007/s10704-005-1974-7>.
 27. S. Serebrinsky, E. A. Carter, and M. Ortiz, "A quantum-mechanically informed continuum model of hydrogen embrittlement", *Journal of the Mechanics and Physics of Solids*, Vol. 52, No. 10, 2004, pp. 2403-2430, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jmps.2004.02.010>.
 28. B. Sun, D. Wang, X. Lu, D. Wan, D. Ponge, and X. Zhang, "Current challenges and opportunities toward understanding hydrogen embrittlement mechanisms in advanced high-strength steels: a review", *Acta Metallurgica Sinica (English Letters)*, Vol. 34, 2021, pp. 741-754, doi: <https://doi.org/10.1007/s40195-021-01233-1>.
 29. S. P. Lynch, "Hydrogen embrittlement (HE) phenomena and mechanisms", *Corrosion Reviews*, Vol. 30, No. 3-4, 2012, pp. 105-123, doi: <https://doi.org/10.1515/corrrev-2012-0502>.
 30. Y. Zheng, L. Zhang, Q. Shi, C. Zhou, and J. Zheng, "Effects of hydrogen on the mechanical response of X80 pipeline steel subject to high strain rate tensile tests", *Fatigue & Fracture of Engineering Materials & Structure*, Vol. 43, No. 4, 2019, pp. 684-697, doi: <https://doi.org/10.1111/ffe.13151>.
 31. I. M. Robertson, "The effect of hydrogen on dislocation dynamics", *Engineering Fracture Mechanics*, Vol. 68, No. 6, 2001, pp. 671-692, doi: [https://doi.org/10.1016/S0013-7944\(01\)00011-X](https://doi.org/10.1016/S0013-7944(01)00011-X).
 32. M. L. Martin, M. Dadfarnia, A. Nagao, S. Wang, and P. Sofronis, "Enumeration of the hydrogen-enhanced localized plasticity mechanism for hydrogen embrittlement in structural materials", *Acta Materialia*, Vol. 165, 2019, pp. 734-750, doi: <https://doi.org/10.1016/j.actamat.2018.12.014>.
 33. S. Yuan, Y. Zhu, L. Zhao, S. Liang, M. Huang, and Z. Li, "Key role of plastic strain gradient in hydrogen transport in polycrystalline materials", *International Journal of Plasticity*, Vol. 158, 2022, pp. 103409, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijplas.2022.103409>.
 34. S. Huang, Y. Zhang, C. Yang, and H. Hu, "Fracture strain model for hydrogen embrittlement based on hydrogen-enhanced localized plasticity mechanism", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 45, No. 46, 2020, pp. 22541-25554, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.06.271>.

35. ASTM International, "Standard practice for slow strain rate testing to evaluate the susceptibility of metallic materials to environmentally assisted cracking (ASTM G129-21)", ASTM International, 2021. Retrieved from <https://www.astm.org/g0129-21.html>.
36. ASTM International, "Standard test method for determination of susceptibility of metals to embrittlement in hydrogen containing environments at high pressure, high temperature, or both (ASTM G142-98)", ASTM International, 2022. Retrieved from <https://www.astm.org/g0142-98r22.html>.
37. ASTM International, "Standard test methods for tension testing of metallic materials (ASTM E8/E8M-24)", ASTM International, 2024. Retrieved from https://www.astm.org/e0008_e0008m-24.html.
38. J. A. Lee and S. Woods, "Hydrogen embrittlement", NASA, 2016. Retrieved from <https://ntrs.nasa.gov/citations/20160005654>.
39. T. T. Nguyen, K. O. Bae, J. Park, S. H. Nahm, and U. B. Baek, "Damage associated with interactions between microstructural characteristics and hydrogen/methane gas mixtures of pipeline steels", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 47, No. 73, 2022, pp. 31499-31520, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.07.060>.
40. T. Boot, T. A. C. Riemslag, E. T. E. Reinton, P. Liu, C. L. Walters, and V. Popovich, "In-situ hollow sample setup design for mechanical characterisation of gaseous hydrogen embrittlement of pipeline steels and welds", *Metals*, Vol. 11, No. 8, 2021, pp. 1242, doi: <https://doi.org/10.3390/met11081242>.
41. British Standards Institution (BSI), "Fracture mechanics toughness tests - method for determination of K_{IC}, critical CTOD and critical J values of welds in metallic materials", BSI, 1997. Retrieved from <https://knowledge.bsigroup.com/products/fracture-mechanics-toughness-tests-method-for-determination-of-kic-critical-ctod-and-critical-j-values-of-welds-in-metallic-materials?version=standard>.
42. ASTM International, "Standard test method for measurement of fracture toughness", ASTM International, 2011. Retrieved from <https://www.astm.org/e1820-23b.html>.
43. American Petroleum Institute (API), "Fitness-for-service (API 579)", API, 2016. Retrieved from <https://www.api.org/products-and-services/training/calendar/educ-srlapi-579-fitness-for-service>.
44. American Society of Mechanical Engineers (ASME), "BPVC section VIII-rules for construction of pressure vessels division 3-alternative rules for construction of high pressure vessels", ASME, 2021. Retrieved from <https://www.asme.org/codes-standards/find-codes-standards/bpvc-viii-3-bpvc-section-viii-rules-construction-pressure-vessels-division-3-alternative-rules-construction-high-pressure-vessels/2021/print-book>.
45. ASTM International, "Standard test method for determining threshold stress intensity factor for environment-assisted cracking of metallic materials (ASTM E1681-03)", ASTM International, 2023. Retrieved from <https://www.astm.org/e1681-03r20.html>.
46. A. Laureys, R. Depraetere, M. Cauwels, T. Depover, S. Hertelé, and K. Verbeken, "Use of existing steel pipeline infrastructure for gaseous hydrogen storage and transport: a review of factors affecting hydrogen induced degradation", *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Vol. 101, 2022, pp. 104534, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2022.104534>.
47. R. P. Gangloff and B. P. Somerday, "Gaseous hydrogen embrittlement of materials in energy technologies: the problem, its characterisation and effects on particular alloy classes", Woodhead Publishing, UK, 2012, pp. 526-561, doi: <https://doi.org/10.1533/9780857093899.3.526>.
48. L. Zhang and R. A. Adey, "Prediction of third party damage failure frequency for pipelines transporting mixtures of natural gas and hydrogen", *Hydrogen Tools*, 2009. Retrieved from <http://conference.ing.unipi.it/ichs2009/images/stories/papers/155.pdf>.
49. M. Steiner, U. Marewski, and H. Silcher, "DVGW project SyWeSt H2: investigation of steel materials for gas pipelines and plants for assessment of their suitability with Hydrogen", DVGW, 2023. Retrieved from <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/forschung/berichte/g202006-sywesth2-steel-dvgw.pdf>.
50. T. T. Nguyen, J. Park, W. S. Kim, S. H. Nahm, and U. B. Baek, "Effect of low partial hydrogen in a mixture with methane on the mechanical properties of X70 pipeline steel", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 45, No. 3, 2020, pp. 2368-2381, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.013>.
51. F. Zhang, J. Ma, M. Van Auker, M. Rosenfeld, and T. A. Nguyen, "Engineering critical assessment of vintage girth welds", American Gas Association, 2018. Retrieved from https://kiefner.com/wp-content/uploads/2023/12/Engineering-Critical-Assessment-of-Vintage-Girth-Welds-Presentation-AGA2018_Presentation_Final.pdf.
52. V. Pistone, "Fitness-for-purpose assessment of defect in pipeline girth welds", In: *EPRG/NG-18 8th Biennial Joint Technical Meeting on Line Pipe Research*; 1991 May 14-17; Paris.
53. Y. Y. Wang, M. Liu, D. Horsley, and G. Bauman, "A tiered approach to girth weld defect acceptance criteria for stress-based design of pipelines", In: *2006 International Pipeline Conference*; 2006 Sep 25-29; Calgary. New York: American Society of Mechanical Engineers, 2008, pp. 563-574, doi: <https://doi.org/10.1115/IPC2006-10491>.

54. H. Pisarski, "Assessment of flaws in pipeline girth welds - a critical review", *Welding in the World*, Vol. 57, 2013, pp. 933-945, doi: <https://doi.org/10.1007/s40194-013-0057-z>.
55. British Standards Institution (BSI), "Guide to methods for assessing the acceptability of flaws in metallic structures (BS 7910)", BSI, 2019. Retrieved from <https://knowledge.bsigroup.com/products/guide-to-methods-for-assessing-the-acceptability-of-flaws-in-metallic-structures?version=standard>.
56. ASTM International, "Standard practice for presentation of constant amplitude fatigue test results for metallic materials (ASTM E468)", ASTM International, 2024. Retrieved from https://www.astm.org/e0468_e0468m-23a.html.
57. ASTM International, "Standard test method for measurement of fatigue crack growth rates (ASTM E647-23b)", ASTM International, 2024. Retrieved from <https://www.astm.org/e0647-23b.html>.
58. M. A. Kappes and T. Perez, "Hydrogen blending in existing natural gas transmission pipelines: a review of hydrogen embrittlement, governing codes, and life prediction methods", *Corrosion Reviews*, Vol. 41, No. 3, 2023, pp. 319-347, doi: <https://doi.org/10.1515/corrrev-2022-0083>.
59. H. Wang, Z. Tong, G. Zhou, C. Zhang, H. Zhou, Y. Wang, and W. Zheng, "Research and demonstration on hydrogen compatibility of pipelines: a review of current status and challenges", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 47, No. 66, 2022, pp. 28585-28604, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.06.158>.
60. G. Jia, M. Lei, M. Li, W. Xu, R. Li, Y. Lu, and M. Cai, "Hydrogen embrittlement in hydrogen-blended natural gas transportation systems: a review", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 48, No. 82, 2023, pp. 32137-32157, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.266>.
61. E. Ohaeri, U. Eduok, and J. Szpunar, "Hydrogen related degradation in pipeline steel: a review", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 43, No. 31, 2018, pp. 14584-14617, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.06.064>.
62. X. Wu, H. Zhang, M. Yang, W. Jia, Y. Qiu, and L. Lan, "From the perspective of new technology of blending hydrogen into natural gas pipelines transmission: mechanism, experimental study, and suggestions for further work of hydrogen embrittlement in high-strength pipeline steels", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 47, No. 12, 2022, pp. 8071-8090, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.12.108>.
63. G. Pluvinage, "Mechanical properties of a wide range of pipe steels under influence of pure hydrogen or hydrogen blended with natural gas", *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, Vol. 190, 2021, pp. 104293, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijpvp.2020.104293>.
64. S. Lipiäinen, K. Lipiäinen, A. Ahola, and E. Vakkilainen, "Use of existing gas infrastructure in European hydrogen economy", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 48, No. 80, 2023, pp. 31317-31329, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.283>.
65. A. Campari, F. Ustolin, A. Alvaro, and N. Paltrinieri, "A review on hydrogen embrittlement and risk-based inspection of hydrogen technologies", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 48, No. 90, 2023, pp. 35316-35346, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.293>.
66. B. Meng, C. Gu, L. Zhang, C. Zhou, X. Li, Y. Zhao, J. Zheng, X. Chen, and Y. Han, "Hydrogen effects on X80 pipeline steel in high-pressure natural gas/hydrogen mixtures", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 42, No. 11, 2017, pp. 7404-7412, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.05.145>.