

高強度パイプラインの安全性評価

Seismic Integrity of High-Strength Pipelines

鈴木 信久 SUZUKI Nobuhisa JFE 技研 主席研究員(部長)・工博
伊木 聡 IGI Satoshi JFE スチール スチール研究所 接合強度研究部 主任研究員(課長)・工博
正村 克身 MASAMURA Katsumi JFE スチール 鋼管セクター部 主任部員(部長)・工博

要旨

高変形ラインパイプは、軸圧縮および曲げに対して優れた変形性能を有するラインパイプである。たとえば、外径 762 mm、管厚 15.6 mm、設計係数 0.4、X80 の高変形ラインパイプが曲げ変形を受ける場合、限界圧縮ひずみは 2.0% であり、通常の X80 ラインパイプよりも約 1.5 倍大きい変形性能を有する。この優れた変形性能により、地震地域や寒冷地において、高強度パイプラインのコストダウンと安全性向上を図ることができる。

Abstract:

High-strain linepipes provide excellent strain capacity to withstand axial compression and bending deformation. Assuming the outside diameter, the wall thickness and the design factor of the linepipe as 762 mm, 15.6 mm, and 0.4, respectively, critical compressive strain of the X80-grade linepipe can be estimated to be 2.0% which is approximately 1.5 times larger than that of a conventional X80-grade pipe. The excellent strain capacity enables us to reduce construction costs and ensure integrity of buried pipelines in seismic areas and cold regions.

1. 緒言

天然ガスパイプラインが長距離・高圧化する傾向にあるため、より高強度なラインパイプが要求されるようになってきている¹⁾。日本国内でも X80 (API 5L X80, API: アメリカ石油協会) を適用した高圧ガスパイプラインの計画が進められている。

国内の耐震設計指針^{2,3)}は X65 (API 5L X65) 以下のパイプラインが適用対象であるため、プロジェクトの計画に際しては X80 の変形性能を実証しておく必要がある。また、X80 のように高強度のラインパイプは、降伏比が大きくなる傾向にあり、圧縮および曲げに対する変形性能は X65 以下のラインパイプよりも低下することが知られている^{4,5)}。

高変形ラインパイプ(以下、高変形 LP)は、高強度パイプラインの安全性を従来強度のパイプラインと同等以上に高めることを目的として開発された変形性能に優れたラインパイプである^{4~7)}。これらの変形性能を実証するため、実管による座屈実験も実施されている^{6,7)}。

本報告では、高圧ガスパイプラインに要求される一般的な耐震性能と X80 グレードの高変形 LP (高変形 X80) が有する変形性能を概説する。さらに、曲げ変形を受ける場

合について検討し、圧縮側における変形性能と、引張側における周溶接継手の変形性能を示す。

2. 高圧ガスパイプラインの耐震設計

2.1 耐震設計の基本的な考え方

高圧ガスパイプラインの耐震設計指針として、高圧ガス導管耐震設計指針²⁾(以下、ガス耐震)と高圧ガス導管液状化耐震設計指針³⁾(以下、液状化指針)がある。ガス耐震が地震動(TGD: temporary ground deformation)、液状化耐震が地盤変状(PGD: permanent ground deformation)に対する耐震設計指針である。いずれも適用範囲は X65 以下の鋼管で、ひずみ基準の耐震設計指針(Strain-Based Seismic Design Codes)である^{2,3)}。

ガス耐震は、地震動に対する二段階の耐震設計法で、一般的な地震動であるレベル 1 地震動(ground motion level-1)と、非常に強い地震動であるレベル 2 地震動(ground motion level-2)に対して、後述のガスパイプラインの耐震性能を確保することを基本としている(Table 1)。

レベル 1 地震動は、ガス導管の供用期間中に 1~2 回発生する確率を有する地震動で、レベル 2 地震動は、ガス導管の供用期間中に発生する確率は低い非常に強い地震動である²⁾。ガス耐震は地震動の繰り返しを考慮した疲労強度設計を採用していることが特徴である²⁾。液状化指針は

Table 1 Current seismic design codes in Japan

Ground displacement		Design basis and applications	Number of cycles	Checking criteria
TGD	Level-1	・ Design ・ Strain-based Applications ・ X65 and lower Straight, bend, and tee branch	$N_c = 50$ Low cycle fatigue	1% or $35t/D$ (%)
	Level-2		$N_c = 3-5$ Very low cycle fatigue	3%
PGD	Lateral spread		$N_c = 1/4$ Monotonic deformation	Allowable deformation

入力地盤変位として側方流動 (lateral spread) を定義している³⁾。側方流動は、繰り返しのない静的な変形で、パイプラインの大変形を考慮していることが特徴である。

2.2 地震時要求性能と安全性評価基準

レベル1地震動に対しては「被害がなく、継続して操業が可能なこと (normal operability)」, レベル2地震動に対しては「変形しても漏洩しないこと (pressure integrity)」が地震時におけるガスパイプラインへの要求性能となっている。液化地盤変位に対する地震時要求性能は、レベル2地震動と同様に「変形しても漏洩しないこと」である。

地震動に対しては、パイプの軸変形に対する安全性を照査するのに対し、液化地盤変位では、パイプの曲げ変形に対する安全性を照査する。直管および異形管に対する安全性照査基準を Table 1 に示す。レベル1地震動では、ひずみ振幅1% (繰り返し回数: $N_c = 50$) あるいは直管の圧縮限界ひずみ $35t/D$ (%) (t : 管厚, D : 平均管径) を許容ひずみとしている。曲げ局部座屈の限界圧縮ひずみの計算にも $35t/D$ (%) を適用している。レベル2地震動では、パイプの局部座屈を許容し、ひずみ振幅3% ($N_c = 3 \sim 5$) を許容値としている。地盤変位については、漏洩限界に安全率を考慮し、局部座屈後の曲げ変形角度で許容変形量を規定している。

2.3 圧縮変形に関する安全性評価基準

軸圧縮を受けるパイプの限界圧縮ひずみは (1) 式⁸⁾ で表される。連続硬化型の応力-ひずみ曲線を (2) 式のべき乗硬化則で表して (1) 式に代入すると、限界圧縮ひずみが (3) 式のように表される。

$$\epsilon_{cr} = \frac{4}{3} \sqrt{\frac{E_T}{E_S}} \frac{t}{D} \dots\dots\dots (1)$$

$$\sigma = A\epsilon^n \dots\dots\dots (2)$$

$$\epsilon_{cr} = \frac{4}{3} \sqrt[n]{\frac{t}{D}} \dots\dots\dots (3)$$

ここに、 ϵ_{cr} : 限界圧縮ひずみ, E_T : 座屈開始時の接線係数, E_S : 座屈開始時の割線係数, t : 管厚, D : 平均管径, σ : 公称応力, A : 定数, n : 硬化指数, ϵ : 公称ひずみである。

X65 以下のパイプについて、一般的な $n = 0.11$ を (3) 式に代入すると、パイプの限界圧縮ひずみは $44t/D$ (%) となり、さらに安全率 1.25 を考慮すると $35t/D$ (%) が得られる。これが、ガス耐震の圧縮許容ひずみを表す式 (JGA 式) (JGA: Japan Gas Association) である。ここに、ひずみ硬化指数 n は、ひずみの関数で表され、ひずみの増加にしたがって減少し、ひずみが2%以上の範囲では一定値になる。JGA 式は設計式であるため、ひずみ範囲が3~4%における小さい n 値を採用し、限界圧縮ひずみを安全側に評価している。

高圧ガスパイプラインの D/t は 50 前後であり、限界圧縮ひずみは1%前後になる。したがって、パイプの限界座屈ひずみを推定するために1~4%の範囲における平均 n 値を用いることは、力学的には不適切である⁵⁾。これは、ひずみが1~2%の範囲における n 値の変化幅が大きいためである。また、推定する限界圧縮ひずみが定義域 (1~4%) の外や、下限付近に位置することも不適切であることの背景である。パイプの変形性能を適切に推定するためには、以下に示す解析解⁵⁾を適用することができる。

3. 圧縮および曲げ変形に対する局部座屈特性

3.1 ひずみ硬化特性を考慮した圧縮変形性能

応力-ひずみ曲線を (4) 式の Ramberg-Osgood の式⁹⁾ (R-O 式) で表し、(1) 式に代入すると、限界圧縮応力が (5) 式、限界圧縮ひずみが (6) 式のように求められる⁵⁾。

$$\epsilon = \frac{\sigma}{E} + \frac{\alpha\sigma_0}{E} \left[\frac{\sigma}{\sigma_0} \right]^N \dots\dots\dots (4)$$

$$\left[\frac{\sigma_{cr}}{\sigma_0} \right]^N = -\frac{1}{2\alpha} \left[1 + \frac{1}{N} \right] + \frac{4}{3\alpha\sqrt{N}} \frac{E}{\sigma_0} \frac{t}{D} \dots\dots\dots (5)$$

$$\epsilon_{cr} = \frac{\sigma_0}{E} \left[\frac{\sigma_{cr}}{\sigma_0} \right] + \frac{\alpha\sigma_0}{E} \left[\frac{\sigma}{\sigma_0} \right]^N \dots\dots\dots (6)$$

ここに、 ϵ : 公称ひずみ, σ : 公称応力, E : ヤング率, α , σ_0 , N : R-O 式の定数, σ_{cr} : 限界圧縮応力, ϵ_{cr} : 限界圧縮ひずみである。

ここで、通常の X65 と X80 ラインパイプ (以下、単に X65, X80) の限界圧縮ひずみを (5) 式と (6) 式で計算し、上述の JGA 式の圧縮許容ひずみを比較する。X65 と X80 の応力-ひずみ曲線を Fig. 1 のように仮定する。いずれも、降伏応力を規格最小降伏応力 (SMYS), 引張強さを規格最小引張強度 (SMYS) とした。X65 の一様伸びを 10%, X80

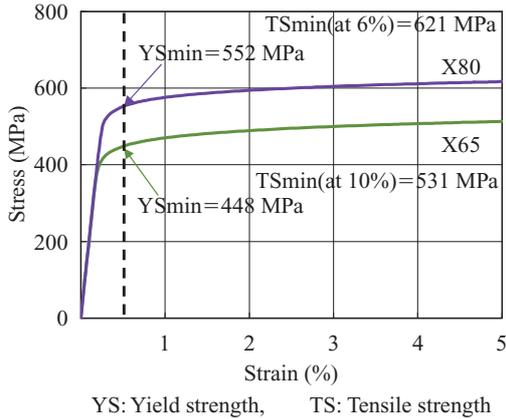


Fig. 1 Stress-strain curves for conventional steel pipe, X65, and X80

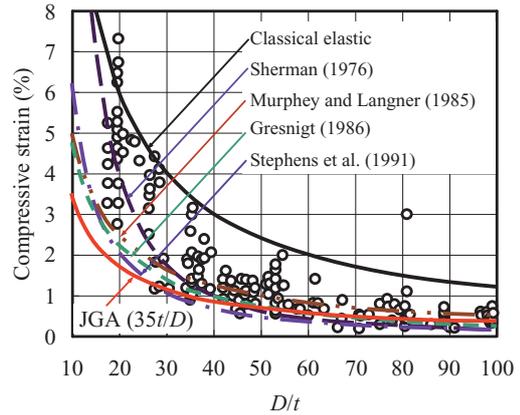


Fig. 3 Bending test results and semi-empirical formulas

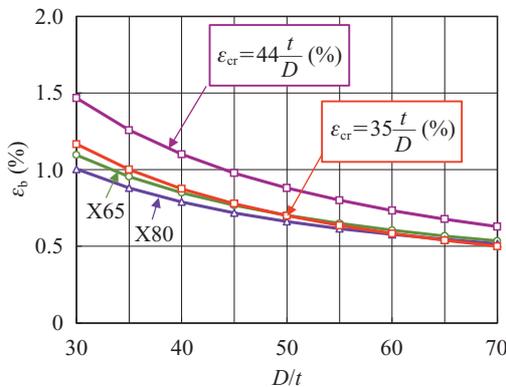


Fig. 2 Strain capacity of conventional steel pipe, X65, and X80

を6%とした。X65の降伏比(YS/TS)は0.84, X80は0.89になる。応力-ひずみ曲線からR-O式の定数を求め、(5)式と(6)式に代入すると、X65とX80の限界圧縮ひずみ曲線がFig. 2のように得られる。

Fig. 2に示すように、X65の限界圧縮ひずみはD/tが45以上の範囲でJGA式と同程度の値になるが、X80はD/tが60以上の範囲で同程度になる。すなわち、X80の限界圧縮ひずみがJGA式よりも低下する可能性を示唆している。この計算例は、応力-ひずみ曲線をSMYSとSMTSで定義した特別の条件であるが、軸圧縮を受けるX80の変形性能に関する課題を的確に抽出している。

変形性能に関する上記の課題を解決する手段として、二つの選択肢が考えられる。一つは、X80の圧縮変形性能をX65以下のパイプと同等以上になるように向上させることである。これにより、パイプの強度とは独立に高圧ガスパイプラインの変形性能を統一でき、耐震性能の整合を図ることができる。もう一つは、X80に対してX65以下のパイプと同様な変形性能を要求することは過大であるから、X80に対して対応可能なJGA式を別途定義することである。第一の選択肢については、材質設計によって変形性能を向上させる可能性が期待できるため、一般の合意を得ることが可能と考えられるが、第二の選択肢については十分な議

論が必要である。

3.2 曲げ変形性能

曲げ変形における限界圧縮ひずみを求める解析解はなく、曲げ座屈実験データに基づいて幾つかの実験式が提案されているのが現状である¹⁰⁾。代表的な実験式で計算した限界圧縮ひずみ曲線をFig. 2に示す。ガス耐震では、圧縮変形の限界ひずみ推定式を曲げ変形にも適用している。同図には、JGA式で求めた限界圧縮ひずみ曲線も示してある。図に示したデータは、海外で実施されたX65以下のパイプの実験結果¹⁰⁾である。ただし、実験データと実験式は個別には対応していないが、実験式は、各自の実験データの下限包絡線で定義されている¹⁰⁾。本文では、各実験式の紹介は省略するが、いずれも次式のような一般式で表すことができる。

$$\epsilon_{cr} = A \left[\frac{t}{D} \right]^m \dots\dots\dots (7)$$

ここに、A:定数, m:指数であり、いずれも実験データから得られる。

Fig. 3において、D/tが40~70の範囲における限界圧縮ひずみを比較すると、弾性解(classical elastic)は他の実験式よりも大きい。他の実験式は若干の差はあるものの、ほぼ同じ値が得られている。同じD/tで実験データを比較すると、変形性能にかなり大きい差があることが分かる。また、実験式よりも小さい実験データがいくつか認められることも注意すべきである。

4. 曲げ変形に対するひずみ基準の安全性評価 (局部座屈)

4.1 X80 ラインパイプの限界ひずみ

高変形X80とX80(表ではX80 Steel pipe: Conventional)の変形性能を比較するため、各々Table 2に示す材料特性

Table 2 Tensile properties of X80 pipes

X80 Steel pipes	Tensile properties		
	YS (MPa)	TS (MPa)	YS/TS (%)
High-Strain	535	696	77
Conventional	552	619	89

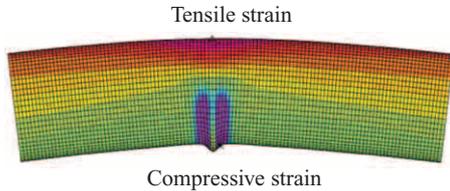


Fig. 4 Longitudinal strain distribution of a steel pipe

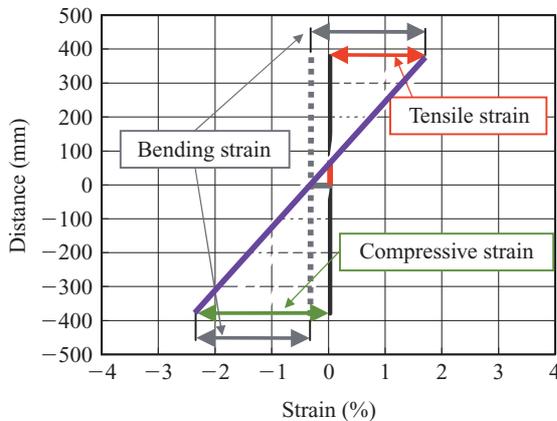


Fig. 5 Longitudinal strain distribution over a cross-section

を仮定し、有限要素解析 (FEA : finite element analysis) で限界圧縮ひずみおよび最大引張ひずみを計算した。各パイプは、外径 (OD) 762 mm, 管厚 (t) 15.6 mm, $OD/t = 49$ とした。設計係数 (design factor) は 0.00, 0.40, 0.60, 0.72 の 4 段階とした。また、パイプには上部に引張、下部に圧縮ひずみが発生するように純曲げ変形を与えた。曲げ変形によって座屈波形が発生した状態の FEA モデルを Fig. 4 に示す。

上述の曲げ変形を受ける座屈波形直近のパイプ断面における軸ひずみ分布を Fig. 5 に示す。図の青線が軸ひずみの分布を表している。中立軸は内圧の影響によって引張側にシフトしており、最大圧縮ひずみの絶対値は最大引張ひずみよりも大きくなっている。最大曲げモーメント時における最大圧縮ひずみを限界圧縮ひずみ、最大引張ひずみを限界引張ひずみと呼ぶ。さらに、灰色の線が曲げひずみ分布を表している。曲げひずみは圧縮ひずみと引張ひずみの平均値であり、限界曲げひずみは限界圧縮ひずみと限界引張ひずみの平均値である。本文では限界曲げひずみは言及せず、限界圧縮ひずみと限界引張ひずみを比較する。

幾何学的初期不整⁷⁾を考慮した高変形 X80 の平均限界圧縮ひずみと平均限界引張ひずみを Table 3 に示し、X80 の値を Table 4 に示す。平均限界圧縮ひずみとは、座屈波

Table 3 Average critical compressive strain and the corresponding tensile strain of the X80 high-strain pipe

OD (mm)	Design factor	ϵ_{1Dcr} (%)		ϵ_{2Dcr} (%)		ϵ_{3Dcr} (%)	
		Comp.	Ten.	Comp.	Ten.	Comp.	Ten.
762	0.00	2.09	1.17	1.87	1.16	1.68	1.16
	0.40	2.14	1.06	2.00	1.04	1.90	1.00
	0.60	2.62	0.96	2.41	0.92	2.25	0.87
	0.72	3.11	0.90	2.82	0.86	2.61	0.80

Table 4 Average critical compressive strain and the corresponding tensile strain of the X80 conventional pipe

OD (mm)	Design factor	ϵ_{1Dcr} (%)		ϵ_{2Dcr} (%)		ϵ_{3Dcr} (%)	
		Comp.	Ten.	Comp.	Ten.	Comp.	Ten.
762	0.00	1.27	0.66	1.14	0.65	1.05	0.65
	0.40	1.45	0.56	1.30	0.54	1.21	0.52
	0.60	1.99	0.56	1.74	0.53	1.59	0.50
	0.72	2.60	0.59	2.27	0.55	2.06	0.51

形を中心として管軸方向に分布する圧縮ひずみを標点距離内で平均化したものである。標点距離を平均管径の 1 倍, 2 倍, 3 倍とした平均限界圧縮ひずみをそれぞれ ϵ_{1Dcr} , ϵ_{2Dcr} , ϵ_{3Dcr} と表す。平均限界引張ひずみについても同様である。

たとえば、高変形 X80 の平均限界圧縮ひずみ ϵ_{2Dcr} は、設計係数 0.00 で 1.87%, 0.72 で 2.82% となっており、設計係数に従って増加している。一方、平均限界引張ひずみ ϵ_{2Dcr} は、設計係数 0.00 で 1.16%, 0.72 で 0.86% となっており、設計係数の増加にともなって減少している。また、X80 の平均限界圧縮ひずみ ϵ_{2Dcr} および平均限界引張ひずみ ϵ_{2Dcr} も高変形 X80 と同様な傾向を示しているが、X80 の平均限界ひずみは高変形 X80 よりも小さい。このことにより、X80 の変形性能が小さいことが分かる。

4.2 局部座屈に対する安全性検討

高変形 X80 と X80 の局部座屈に対する安全性を検討するため、Table 3 と 4 の計算結果のうち、パイプの実力値を表す平均限界圧縮ひずみ ϵ_{2Dcr} を抽出して Table 5 と 6 に示す。同図には、平均限界圧縮ひずみ ϵ_{2Dcr} を安全率 1.25 で除した許容限界圧縮ひずみを示し、比較のため、JGA 式で計算した許容ひずみも示す。

高変形 X80 の許容限界圧縮ひずみは、内圧がない場合に 1.50% であり、設計係数とともに増加し、設計係数が 0.72 の場合に 2.26% となっている。一方、JGA 式で求めた許容ひずみは 0.71 であり、高変形 X80 の変形性能はこれよりも大きいことが分かる。X80 についても同様であり、許容限界圧縮ひずみは 0.91% から 1.82% まで変化している。この値も JGA 式よりも大きい。

したがって、Table 2 に示した X80 の曲げ変形性能は高

Table 5 Two times outside diameter average critical compressive strain of the X80 H-S linepipe

OD (mm)	Design factor	ϵ_{2Dcr} (%)		JGA 35t/D (%)
		Comp.	Comp./1.25	
762	0.00	1.87	1.50	0.71
	0.40	2.00	1.60	
	0.60	2.41	1.93	
	0.72	2.82	2.26	

Table 6 Two times outside diameter average critical compressive strain of the X80 conventional steel

OD (mm)	Design factor	ϵ_{2Dcr} (%)		JGA 35t/D (%)
		Comp.	Comp./1.25	
762	0.00	1.14	0.91	0.71
	0.40	1.30	1.04	
	0.60	1.74	1.40	
	0.72	2.27	1.82	

変形 X80 よりも小さいが JGA 式よりも大きい。これより、一般的な耐震性能が要求される場合には、両者ともに採用可能であるが、1.5% 程度の平均限界曲げひずみが要求される地域においては高変形 X80 が選択される。

5. 曲げ変形に対するひずみ基準の安全性評価 (円周溶接)

近年のラインパイプ材料は高強度化とともに高靱性化を達成しており、実施工で発生する欠陥より大きなき裂状の傷を想定しても、脆性破壊の危険性は小さいと考えられている。したがって、本報で検討する大変形に対しては、脆性破壊よりも塑性崩壊や延性き裂の進展による損傷が供用不適合要因になると考えられる。そこで本章では、延性破壊現象の初期状態である延性き裂の発生に着目し、ノッチ先端での限界相当塑性ひずみによる安全性評価を行う。

5.1 円周溶接の延性き裂発生限界

母材には X80 相当の鋼材を用い、GMAW (gas metal arc welding) により突合わせ継手を製作した。溶接条件は実パイプラインの円周溶接を模擬し、溶接金属は母材に対して YS, TS とともにオーバーマッチさせた。継手から Fig. 6 に示す wide plate (WP) 試験片を製作した。放電加工により溶接金属最終パス中央部と粗粒溶接熱影響部 (CGHAZ) に深さ 3 mm、幅 70 mm および深さ 5 mm、幅 70 mm の半楕円状のノッチを導入した。また、半楕円状ノッチの先端半径はいずれも 0.1 mm とした。試験中はノッチ最深部をマイクロスコプで観察し、延性き裂の発生とグローバルひずみとの関係をモニタリングした。

Fig. 6 の試験体を 3 次元連続体要素でモデル化して FEA

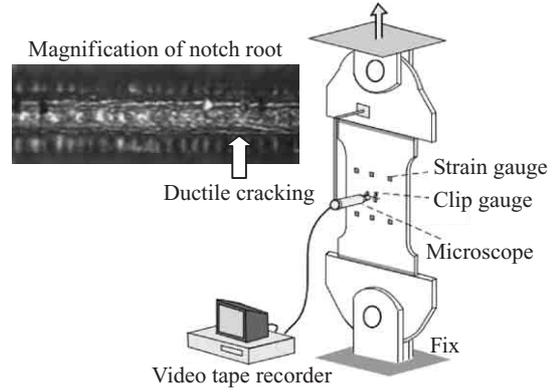


Fig. 6 Wide plate test for ductile cracking evaluation

を実施した。クリップゲージ変位、グローバルひずみの挙動が計測値と FEA の結果が一致していることを確認した上で、実験で延性き裂が発生した段階におけるグローバルひずみを求めた。今回使用した溶接金属と X80 クラス鋼材の延性き裂発生限界相当塑性ひずみはそれぞれ 0.69 と 1.2 であった。

5.2 溶接部の延性き裂発生限界に対する安全性検討

Table 3, 4 に示した高変形 X80 と X80 の曲げ変形解析から外径 762 mm パイプに対する圧縮ひずみ限界に対する引張ひずみを読み取り、今回の一連の解析で得られたノッチ底での相当塑性ひずみが限界値に達する時の引張ひずみを比較し、圧縮側の局部座屈限界と引張側の延性き裂発生限界を比較する。

Table 7, 8 に比較結果を示す。HAZ の延性き裂発生限界に関する相当塑性ひずみ値については、試験の難しさから検討中であるが、ここでは溶接による熱影響を受け強度特性が変わっても延性ポイドの発生起点となる介在物には影響ないと考え、母材と同じ相当ひずみで評価した。

曲げ変形を受ける外径 762 mm の高変形 X80 の限界圧縮ひずみは、内圧のない状態で 1.87%、設計係数が 0.72 の場合で 2.82% であった。この時の引張ひずみはそれぞれ 1.16%、0.86% である。延性き裂発生の限界相当塑性ひずみを前章の実験結果から溶接金属は 0.65、母材と HAZ については 1.2 とすると、ノッチ底での相当塑性ひずみは限界値に達する際の引張ひずみはそれぞれ溶接金属ノッチの場合で 1.65%、1.90%、HAZ ノッチの場合で 3.33%、1.59% である。

したがって、パイプ内表面での全長 70 mm、深さ 3 mm の比較的大きな欠陥を想定しても、今回の比較した条件では、延性き裂の発生に先立ち、圧縮側での局所的な座屈が発生することが予測される。またこの圧縮ひずみ限界に達した時の引張ひずみは、ノッチ底での延性き裂が発生する引張ひずみ限界に対し、約 2 倍の安全率を有していることが確認される。

Table 7 Equivalent plastic strain corresponds to the two times outside diameter average critical compressive strain of the X80 high-strain steel pipe

OD (mm)	Design factor	ϵ_{2Dcr} (%)	WM notch		HAZ notch	
		Ten.	ϵ_{Tcr}	Ten./ ϵ_{Tcr}	ϵ_{Tcr}	Ten./ ϵ_{Tcr}
762	0.00	1.16	1.65	0.70	3.33	0.34
	0.40	1.04	—	—	2.13	0.49
	0.60	0.92	1.69	0.54	1.83	0.50
	0.72	0.86	1.90	0.45	1.59	0.54

WM: Welded metal

Table 8 Equivalent plastic strain corresponds to the two times outside diameter average critical tensile strain of the X80 conventional pipe

OD (mm)	Design factor	ϵ_{2Dcr} (%)	WM notch		HAZ notch	
		Ten.	ϵ_{Tcr}	Ten./ ϵ_{Tcr}	ϵ_{Tcr}	Ten./ ϵ_{Tcr}
762	0.00	0.65	0.90	0.72	2.62	0.25
	0.40	0.54	—	—	1.41	0.38
	0.60	0.53	1.13	0.47	1.31	0.40
	0.72	0.55	1.08	0.51	1.21	0.45

6. 結言

国内における高圧ガスパイプラインの耐震設計の基本的な考え方を概説し、X80のような高強度パイプラインの変形性能に関する課題を示した。ラインパイプの変形性能を向上させる一般的な方法は、管厚を増加させることである。しかし、管厚を増加させれば、パイプラインの建設費用が増加することが知られている。

高変形LPは変形性能に関する高強度材の課題を克服し、管厚を増加させることなく変形性能を向上させたラインパイプである。高変形LPを高圧ガスパイプラインに適用することにより、建設費用の増加を最小限に抑えながら、地震地帯や凍土地帯における安全性を向上させることができる。

今後の高圧ガスパイプラインの基本設計に際し、本報告

に記述した高強度ラインパイプの設計コンセプトや変形性能が一助となれば幸いである。

参考文献

- 1) Glover, A. Application of Gade 550 (X80) and Grade 690 (X100) in Arctic Climates. Proc. of Pipe Dreamers' Conference on Application and Evaluation of High-Grade Linepipes in Hostile Environments. 2002.
- 2) 日本ガス協会. 高圧ガス導管耐震設計指針. JGA指-206-03. 2004.
- 3) 日本ガス協会. 高圧ガス導管液状化耐震設計指針. JGA指-207-01. 2001.
- 4) Suzuki, N.; Endo, S.; Yoshikawa, M.; Toyoda, M. Effect of Strain-hardening Exponent on Inelastic Local Buckling Strength and Mechanical Properties of Linepipes. Proc. of the 20th OMAE. 2001, paper no. OMAE2001/MAT 3104.
- 5) Suzuki, N.; Toyoda, M. Critical Compressive Strain of Linepipes Related to Work-Hardening Parameters. Proc. of the 21st Int. Conf. on OMAE. 2002, paper no. OMAE2002-28253.
- 6) Zimmerman, T.; Timms, C.; Zhou, J.; Glover, A.; Suzuki, N. Local Buckling and Post-Buckling Behavior of High Strength Linepipe. Pipeline Technology Conference 2004.
- 7) Suzuki, N.; Kondo, J.; Endo, S.; Ishikawa, N.; Okatsu, M.; Shimamura, J. Effect of Geometric Imperfection on Bending Capacity of X80 Linepipe. Proc. of the 6th Int. Pipeline Conf. 2006, paper no. IPC2006-10070.
- 8) Gerard, G. Compressive and Torsional Buckling of Thin Wall Cylinders in Yielded Region. NACA. 1956, TN-No. 3726.
- 9) Ramberg, W.; Osgood, W.R. Description of Stress-Strain Curves by Three Parameters. NACA. 1943, TN.902.
- 10) Zimmerman, T. J. E.; Stephens, M. J.; DeGeer, D. D.; Chen, C. Compressive Strain Limits for Buried Pipelines. 1995 OMAE. 1995, vol. V, Pipeline Technology, p. 365-378.



鈴木 信久



伊木 聡



正村 克身