

パイプライン「技術トピックス編」

パイプライン工学講座

— 高強度大口径パイプラインの 性能設計と安全性 —*

鈴木 信久**



Goal-Setting Design to Ensure Integrity of High-Strength and Large Diameter Pipeline*

by SUZUKI Nobuhisa**

キーワード パイプライン, 高強度, 大口径, 高変形, 安全性, 歪ベース設計

1. はじめに

地球温暖化の防止対策の一環として、天然ガスの需要が増大している。わが国の天然ガス消費量は約6,500万トン（2008年度実績）であり、そのほとんどを海外からLNG（液化天然ガス）として輸入している¹⁾。海外では、天然ガスの70%をパイプラインで輸送しており、近年、天然ガスの生産が消費地から遠隔地で行われているため、建設コストとランニングコストを削減する目的で、高強度鋼管を使用して超高圧のパイプラインシステムを建設する傾向が強まってきている²⁻⁶⁾。

中国では、新疆ウイグル自治区のタリム油田で生産した天然ガスを東部沿海部の都市まで輸送するため、第二西気東輸天然ガスパイプライン（The Second West-East Gas Pipeline）が2009年に建設された。第二西気東輸パイプラインでは、外径が48"のX80グレード（API規格：X80材の降伏点は555MPa以上）の鋼管を使用し、敷設延長は4,800kmに及んでいる⁷⁾。次期第三西気東輸天然ガスパイプラインも第二西気東輸と同様な規模で、2012年に天然ガスの供給開始を予定している⁸⁾。さらに北米では、アラスカ北部で生産した天然ガスを、カナダ経由で南下してアメリカ合衆国まで輸送するアラスカパイプライン（Alaska Pipeline）を、2012年の供用開始を目指して建設する計画が進められている^{9, 10)}。

第二西気東輸パイプラインは地震地帯や地盤沈下地帯を通過するため、変形性能に優れた高強度ラインパイプ

を採用し、歪ベース設計によって地盤変形に対するパイプラインの安全性を向上させた⁴⁻⁶⁾。アラスカパイプラインでも、寒冷地における地盤の凍結融解による地盤変形に対するパイプラインの安全性を向上させるため、高強度で大口径の高変形鋼管を採用し、歪ベース設計でパイプラインの安全性を向上させる方向で検討が進められている^{9, 10)}。国内では、ガス工作物技術基準が2000年に性能規定化され、事業者の責任において、たとえば、パイプラインの設計を鋼管の変形性能を活用した歪ベースで行うことができるようになった。

そこで本文では、第一に、国内外におけるパイプラインの一般設計に関する関連法規、設計基準、ガイドラインを紹介し、パイプラインの構造設計における安全性照査の基本的な考え方を概説する。次に、パイプラインの耐震設計の基本的な考え方を概説し、歪ベース設計における安全性照査の課題を抽出する。さらに次のステップでは、海外の大規模プロジェクトで使用された高強度で口径が大きいラインパイプの変形性能を概説し、パイプラインの歪ベース性能設計で要求される高強度で高変形なラインパイプについて概説する。

2. パイプライン設計の関連法規

2.1 国内、海外における設計関連法規

国内および海外におけるガスパイプラインおよび石油パイプラインに適用される関連法規を表1に示す。国内におけるガスパイプラインを対象とした代表的な法規に「ガス事業法」¹¹⁾、「電気事業法」¹²⁾、「高圧ガス保安法」¹³⁾および「鉱山保安法」¹⁴⁾がある。国内ではパイプラインの大部分が道路下に設置されており、これらには「道路法」¹⁵⁾

*原稿受付 平成23年2月21日

**正 員 JFEテクノリサーチ(株) Member, JFE Techno-Research Corporation

表1 ガス・石油パイプラインの関連法規

分類	適用法規
国内	<ul style="list-style-type: none"> ガスパイプライン <ul style="list-style-type: none"> ・天然ガス ・製造ガス ・液化ガス 石油パイプライン <ul style="list-style-type: none"> ・原油 ・石油製品 抗井パイプライン
海外	<ul style="list-style-type: none"> 天然ガスパイプライン <ul style="list-style-type: none"> ・天然ガス ・二相流 石油パイプライン <ul style="list-style-type: none"> ・原油 ・石油製品

が適用される。また、河川区域および河川保全区域に設置されるパイプラインには「河川法」¹⁶⁾が適用される。

「ガス事業法」は1954年に制定され、技術基準はガス発生設備や導管等のガス工作物に適用される。「ガス工作物の技術上の基準を定める省令」¹⁷⁾は2000年に性能規定化されており、ガス事業者の自己責任において具体的な仕様を決定することが可能となっている。ただし、ガス事業者が満たすべき技術的な内容が「ガス工作物技術基準解釈例」¹⁷⁾に示されている。

ASME B31.8¹⁸⁾はガスパイプライン、ASME B31.4¹⁹⁾は石油パイプラインを対象とした、最も実績のある技術基準である。ISO 13623²⁰⁾は最も新しいパイプラインの技術基準であり、ガスパイプラインと石油パイプラインの両方に適用される。ASME B31.8とISO 13623は国内法規のように詳細を規定した設計マニュアルとは異なり、設計の基本方針を示したガイドラインである。

2.2 国内におけるガスパイプラインの安全性照査

「ガス工作物技術基準の解釈例」では、ガス工作物の性能規定の具体的な例が記述されており、一般埋設部の導管の最小厚さは、内径に対する外径の比が1.5以下の導管については次式を適用する。土被りが1.5m程度のガス導管の場合、土圧による応力は小さいため、最小管厚は内圧によって決定される。

$$t = \frac{pD_o}{2\sigma_a\eta + 0.8p} + C \quad \dots\dots\dots(1)$$

ここに、 p ：最高使用圧力、 D_o ：外径、 σ_a ：許容応力、 η ：長手継手の溶接継手効率、 C ：腐れしろ（1.0mm以上）である。ただし、鋼管の外表面がプラスチック等の固有抵抗値が高い材料で覆われている場合には、 C を0mmとすることができる。

パイプラインの構造設計における主荷重は、内圧、外圧、自動車荷重、鋼管および付属物の自重と定義されている。従荷重は、温度変化の影響、地震の影響、地盤変動の影響、設置時における荷重の影響および他工事による影響である。主荷重に対するパイプラインの安全性照査は、内圧、土圧、路面荷重の二つを組合せて、最も厳しい荷重条件を考慮することが要求されている。しかし一般的には、「内圧と土圧」の組合せが選択される場合が

表2 石油パイプラインの許容応力^{23, 24)}

荷重の組合せ	円周応力	軸応力	合成応力
内圧	0.40 σ_y	0.40 σ_y	0.90 σ_y
主荷重 (内圧+土圧+輪荷重)	0.50 σ_y	0.50 σ_y	
主荷重+風荷重 // +雪荷重 // +温度変化 // +波浪・潮流	0.625 σ_y	0.625 σ_y	
主荷重+他工事	0.75 σ_y	0.75 σ_y	
主荷重+地震	0.85 σ_y	0.85 σ_y	
主荷重+設置時荷重	0.90 σ_y	0.90 σ_y	

表3 ASME B31.8のロケーションクラス^{18, 25)}

ロケーションクラス	敷設環境		設計係数 ¹⁾
クラス1	住民皆無	10戸/mile ²	0.8-0.72
クラス2	住民少数	11-45戸/mile ²	0.6
クラス3	郊外	46戸/mile ² 公共施設付近	0.5
クラス4	市街地	4階以上の建物	0.4

*1) 設計係数：規格最小降伏応力に対する内圧による円周応力の比

表4 ISO 13623のロケーションクラス^{20, 25)}

ロケーションクラス	敷設環境		設計係数
クラス1	住民皆無	---	0.83
クラス2	農地等	50人/km ² 以下	0.77
クラス3	住民少数	50-250人/km ²	0.67
クラス4	郊外	250人/km ² 以上	0.55
クラス5	市街地	4階以上の建物	0.45

多い。主荷重と従荷重の組み合わせは考慮されておらず、地震の影響は「高圧ガス導管耐震設計指針」²¹⁾および「高圧ガス導管液状化耐震設計指針」²²⁾で照査することが要求されている。

ガス事業法には設計係数（規格最小降伏点に対する周方向応力の比）は定義されていないが、上述の最小管厚計算式で求められた管厚は、設計係数が0.4程度になっている。

2.3 国内における石油パイプラインの安全性照査

「石油パイプライン事業法」²³⁾と「消防法」²⁴⁾では、主荷重および従荷重として、表2に示す各荷重を考慮する。内圧によって発生する周方向応力と軸方向応力を何れも40%SMYS（規格最小降伏応力：SMYS-Specified Minimum Yield Stress）以下、合成応力を90%SMYS以下としている。主荷重の組合せ（内圧+土圧+輪荷重）で発生する周方向応力と軸方向応力を50%SMYS以下とし、合成応力を90%SMYSとしている。主荷重と従荷重を組合せた場合は、表2に示すように、それぞれの組合せ条件に応じた割り増し係数を考慮した許容応力を使用する。

$$\sigma_{cp} = \frac{P_i(D-t)}{2t} \quad \dots\dots\dots(2)$$

ここに、 σ_{cp} ：内圧による周方向応力、 P_i ：内圧、 D ：外径、 t ：管厚である。

2.4 海外パイプラインの安全性照査

ASME B31.8およびISO 13632では、パイプラインの設置場所に応じてそれぞれ表3と表4に示す設計係数を選択する。選択した設計係数に基づいて、ASME_B31.8

では(3)式で設計内圧を計算し、ISO 13632 では(4)式で管厚を計算する。

$$P = \frac{2St}{DEFT} \dots\dots\dots(3)$$

ここに、P：設計圧力、S：規格最小降伏応力、t：管厚、D：口径、E：長手継手の継手効率（API_5L ならば1.0）、F：設計係数（表3）、T：温度補正係数（250F 以下ならば1.0）である。

$$\sigma_{hp} = (P_{id} - P_{od}) \frac{D - t_{min}}{2t} \dots\dots\dots(4)$$

ここに、 σ_{hp} ：周応力、 P_{id} ：内圧、 P_{od} ：外圧、 t_{min} ：最小管厚である。

3. ガス導管の歪ベース耐震設計

3.1 既往地震と耐震設計指針

国内で発生した大規模地震とガスパイプラインの耐震設計に関する技術基準およびガイドラインを表5²⁶⁾に示す。関東地震（1923）は首都圏を襲った大地震で、新潟地震（1964）の際には、広い範囲で地盤の液状化が確認された。石油パイプライン技術基準（案）（1974）（以後、石パ）はわが国初の耐震設計指針で、成田空港への燃料輸送パイプラインに限定して暫定的に施行された技術基準（案）である。石パの耐震設計手法は、サンフランシスコの地下鉄 BART（Bay Area Rapid Transit）の設計手法²⁷⁾を参考にしたもので、トンネルを対象とした新耐震設計法（1977）、水道施設耐震工法指針（1979）、共同溝耐震設計要領（案）（1984）および共同溝設計指針（1986）などに引き継がれている。中低圧・高圧ガス導管耐震設計指針（1983）（以後、中低圧・高圧ガス耐震）によってガスパイプラインの耐震設計のコンセプトが構築され、

表5 国内の既往地震と設計基準・指針*

発生年	地震名 & 設計基準・指針	マグニチュード
1923	関東地震	7.9
1964	新潟地震	7.4
1974	石油パイプライン技術基準(案)	-
1978	宮城県沖地震	7.4
1983	日本海中部地震	7.7
1983	ガス導管耐震設計指針	-
1991	高圧ガスパイプライン技術指針(案)	-
1993	北海道南西沖大地震	7.8
1994	北海道東方沖地震	8.1
1995	兵庫県南部地震	7.2
2000	技術基準の性能規定化	-
2000	ガス導管耐震設計指針	-
2000	鳥取西部地震	7.3
2001	高圧ガス導管液状化指針	-
2001	芸予地震	6.4
2003	宮城県沖地震	7.0
2003	十勝沖地震	8.0
2004	ガス導管耐震設計指針	-
2004	新潟県中越地震	6.8
2005	福岡県西方沖地震	7.0
2005	宮城沖地震	7.2
2007	平成19年(2007年)能登半島地震	6.9
2007	新潟県中越沖地震	6.8
2011	長柱座屈防止のための耐震設計ガイドライン(予定)	-

*26)に加筆

その後、石パとガス耐震をベースとして高圧ガスパイプライン技術指針（案）（1991）²⁸⁾（以後、ガスパ）が作成された。

兵庫県南部地震（1995）は近代的な大都市に甚大な被害を与えた。兵庫県南部地震から得られた教訓に基づいて高圧ガス耐震が2000年に改訂され、耐震設計で入力する地盤の応答速度を従来の約4倍にまで高めることになった。また同年、ガス工作物技術基準で関連工作物の性能が規定化された。高圧ガス耐震（2004）では、地盤地震の波長が短く修正され、翌年、高圧ガス導管液状化指針（2001）（以後、液状化指針）が発行され、新潟地震以降の懸案であった地盤の側方流動が耐震設計で考慮された。新潟県中越沖地震（2007）によって、小口径の高圧ガスパイプラインが長柱座屈した（図1）ため、長柱座屈を防止するための耐震設計ガイドライン（案）（2011）²⁹⁾が発行される予定である。

3.2 地震時の要求性能と許容値

高圧ガス耐震では、耐震設計用の地盤震動として図2（左）に示す表面波を考慮している。この地盤震動は地盤変位ベクトルが波動の伝播方向と一致し、パイプラインには軸圧縮と軸引張が交番に発生する。また、液状化耐震で考慮されている側方流動は、図2（右）に示すように、楕円ゾーンで表される液状化領域が、地表面の最大傾斜方向と一致した楕円の長軸方向に流動する地盤変位モデルである。この変形モードでは、パイプラインに曲げ変形が発生する。

高圧ガス耐震で計算したレベル1地震動とレベル2地震動によって発生する地盤の軸歪、レベル2地震動によ



図1 小口径高圧ガス導管の長柱座屈

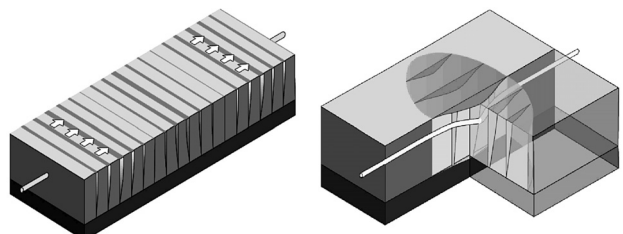


図2 地盤震動によるパイプラインの変形（左）側方流動によるパイプラインの変形（右）

って発生するガス導管の軸方向歪を図3に示す。地盤の最大軸歪は、レベル1地震動では約0.1%であるのに対し、レベル2地震動では約0.4%にまで増加している。呼び径が600mmのガス導管の軸方向歪は、固有周期が1秒の平均的な地盤では、0.08~0.09%と小さいが、固有周期が2秒程度の軟弱地盤では約0.2%にまで増加しているが、それでもパイプラインの損傷を議論する歪レベルには達していない。

高圧ガス耐震の構造設計および耐震設計で考慮する荷重とパイプラインに要求される性能を表6に示す。主荷重、他工事の影響および温度変化に対しては弾性変形であることが要求性能である。一方、地震荷重に対して、レベル1地震動の場合には「修理せずに運転再開が可能であること」、レベル2地震動と側方流動の場合には「変形しても漏洩しないこと」が要求性能となっている。

地震荷重に対する歪ベースの要求性能は、表7に示すように、許容歪と許容変形量である。レベル1地震動に対する許容歪は、繰返し回数50回の低サイクル疲労強度と、35t/D(%)で推定される局部座屈開始歪で示されている。

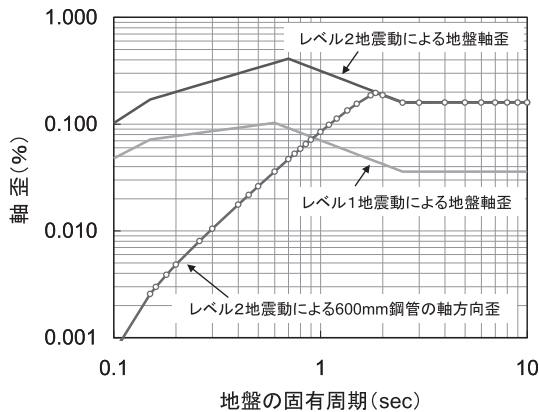


図3 600 A パイプラインの地震応答 (レベル2地震動によるパイプの軸歪)

表6 想定荷重に対する要求性能^{11, 22)}

		想定荷重	要求性能	
荷重	主荷重	内圧 土圧 路面荷重による土圧	弾性変形	
		他工事の影響 温度変化		
	従荷重	地震	レベル1地震動	修理せずに運転再開
			レベル2地震動 液状化側方流動	変形しても漏洩なし

表7 高圧ガス導管の許容歪と許容変形量^{22, 23)}

地盤変位		変形モード	許容値
地盤 震動	レベル1 地震動	軸変形 繰返し(N=50)	許容歪 ・直管：1%, 35t/D(%) ・曲管：1%
	レベル2 地震動	軸変形 繰返し(N=3-5)	許容歪 ・直管：3% ・曲管：3%
永久 変位	側方 流動	曲げ変形 (一方向変形)	許容曲げ角度 ・直管：最大歪 30% ・曲管：外曲げ最大歪 10% ：内曲げ最大歪 30%

る。レベル2地震動に対しては局部座屈を許容したうえで、繰返し回数3~5回の極低サイクル疲労強度で表されている。側方流動に対しては、曲げ変形の許容量で表されている。直管の場合、最大歪30%の曲げ変形角度を許容曲げ変形量としている。曲管の場合、外曲げ変形と内曲げ変形の最大歪をそれぞれ10%と30%として、曲げ変形角度を許容曲げ変形量としている。

4. パイプラインの歪ベース性能設計

4.1 歪硬化特性を考慮した圧縮変形性能 (その1)

内圧のない直管の圧縮局部座屈開始歪は(5)式で表される³⁰⁾。連続硬化型の応力歪曲線を(6)式のべき乗硬化則で表して(5)式に代入すると、圧縮局部座屈開始歪は(7)式のように表される。高圧ガス耐震では、X65以下のパイプを対象として(7)式の歪硬化指数に0.11を代入し、安全率1.25を考慮して(8)式を圧縮局部座屈開始歪の推定式としている。また、高圧ガス耐震では、内圧が作用した直管が曲げ変形を受ける場合に必要となる曲げ局部座屈開始歪の推定にも、同式を適用している。

$$\epsilon_{cr} = \frac{4}{3} \sqrt{\frac{E_T}{E_S}} \frac{t}{D} \quad \dots\dots\dots(5)$$

$$\sigma = A \epsilon^n \quad \dots\dots\dots(6)$$

$$\epsilon_{cr} = \frac{4}{3} \sqrt{n} \frac{t}{D} \quad \dots\dots\dots(7)$$

$$\epsilon_{cr} = 35 \frac{t}{D} (\%) \quad \dots\dots\dots(8)$$

ここに、 ϵ_{cr} ：圧縮局部座屈開始歪、 E_t ：局部座屈開始時の接線係数、 E_s ：局部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 ：歪硬化指数、 ϵ ：公称歪である。

歪硬化指数 n は歪の増加に従って減少し、歪が2~4%の範囲では一定になる傾向がある。高圧ガス耐震の設計式は、座屈開始歪を安全側に推定するために、歪範囲が1~4%における小さい n 値を採用している。また、高圧ガスパイプラインの管厚と管径の比 D/t は50前後であるため、(8)式で推定される圧縮局部座屈開始歪は0.75%前後になる。したがって、直管の圧縮局部座屈開始歪は、平均 n 値を定義域した1~4%の歪範囲を外れていることに注意する必要がある。

このことは、(8)式が簡便な設計式であることを前提としても、再考の余地があると考えられる。さらに、上述のように、埋設パイプラインでは地盤の変形によって曲げ変形を受けることが多いため、内圧が作用したパイプの曲げ局部座屈開始歪を推定する設計式が必要である。後述のように、曲げ局部座屈開始歪は圧縮局部座屈開始歪の2倍程度になるため、(8)式で推定される曲げ局部座屈開始歪は、実際の曲げ局部座屈開始歪の半分以下になることも検討すべき課題の一つであろう。

4.2 歪硬化特性を考慮した圧縮変形性能 (その2)

応力歪曲線を(9)式の Ramberg-Osgood の式³¹⁾ (R-O 式) で表し、(5)式に代入すると、内圧のない直管の圧縮局部

座屈開始応力が(10)式, 圧縮局部座屈開始歪が(11)式のように表される³²⁾.

$$\varepsilon = \frac{\sigma}{E} + \frac{\alpha\sigma_0}{E} \left(\frac{\sigma}{\sigma_0} \right)^N \quad \dots\dots\dots(9)$$

$$\left(\frac{\sigma_{cr}}{\sigma_0} \right)^N = -\frac{I}{2\alpha} \left(1 + \frac{I}{N} \right) + \frac{4}{3\alpha\sqrt{N}} \frac{E t}{\sigma_0 D} \quad \dots\dots\dots(10)$$

$$\varepsilon_{cr} = \frac{\sigma_0}{E} \left(\frac{\sigma_{cr}}{\sigma_0} \right) + \frac{\alpha\sigma_0}{E} \left(\frac{\sigma_{cr}}{\sigma_0} \right)^N \quad \dots\dots\dots(11)$$

ここに, ε : 公称歪, σ : 公称応力, E : ヤング率, α, σ_0, N : R-O 式の定数, σ_{cr} : 圧縮局部座屈開始応力, ε_{cr} : 圧縮局部座屈開始歪である.

(11)式で推定される圧縮局部座屈開始歪は, (7)式よりも推定精度が高い. これは, (9)式が(6)式よりも応力歪曲線の形状をより正確に表しているためである. (11)式が内圧のない直管の圧縮局部座屈開始歪を(7)式より正確に表しているとはいえ, (11)式の圧縮局部座屈開始歪が(10)式の圧縮局部座屈開始歪の関数で表されることは, 直管の変形性能と材料の歪硬化特性との関係を議論するのにやや煩雑であることは言うまでもない. また, 内圧を負荷した直管の曲げ局部座屈開始歪は圧縮局部座屈開始歪の2倍程度と大きいことから, 前者を(11)式で推定することが安全側過ぎることは(7)式の場合と同様であることが分かる.

4.3 歪硬化特性を考慮した圧縮変形性能 (その3)

応力と塑性歪の関係を(12)式のようにべき乗硬化則で表すと, 内圧を負荷しない直管の圧縮局部座屈開始歪は(13)および(14)式のように表される³³⁾. (13)式は圧縮局部座屈開始歪を全歪で, (14)式は塑性歪で表している.

$$\sigma = A\varepsilon_p^n \quad \dots\dots\dots(12)$$

$$\varepsilon_{cr} = \frac{\sigma_{cr}}{E} - \frac{\sigma_0}{2E} (1+n) + \frac{4}{3} \sqrt{n} \left(\frac{t}{D} \right) \quad \dots\dots\dots(13)$$

$$\varepsilon_{per} = \frac{4}{3} \sqrt{n} \left(\frac{t}{D} \right) - \frac{\sigma_0}{2E} (1+n) \quad \dots\dots\dots(14)$$

ここに, σ : 公称応力, ε_p : 公称塑性歪, E : ヤング率, n : 歪硬化指数, σ_0 : 降伏応力, σ_{cr} : 圧縮局部座屈開始応力, ε_{cr} : 圧縮局部座屈開始歪, ε_{per} : 圧縮局部座屈開始塑性歪である.

(14)式で推定される圧縮局部座屈開始塑性歪は歪硬化特性の関数で表されているため, 直管の圧縮局部座屈開始歪に対する歪硬化パラメータの影響を知ることができる. この点が(11)式よりも優れた点である. しかし, 内圧が作用した直管の曲げ局部座屈開始歪を直接推定できないことは(11)式と同様である.

4.4 曲げ変形性能と歪硬化特性の関係

内圧を負荷した直管の曲げ局部座屈開始歪と歪硬化特性の関係を調べるため, 表8に示す三種類の応力歪曲線を使って直管の曲げ変形を有限要素法で計算した³⁴⁾. 三種類の応力歪曲線は, 変形性能に優れたAグループと変形

表8 三種類の引張変形特性³⁴⁾

Group	No.	YS (MPa)	TS (MPa)	Y/T
A	M1	589	720	0.818
	M2	552	696	0.794
	M3	562	705	0.796
	M4	600	740	0.810
B	M5	611	708	0.863
	M6	596	686	0.869
	M7	579	664	0.872
C	M8	563	633	0.889
	M9	597	666	0.896
	M10	614	685	0.897

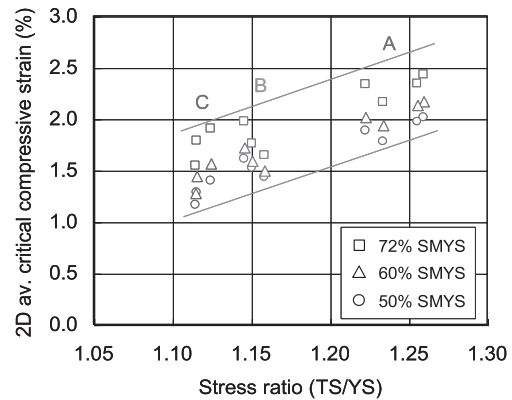


図4 曲げ圧縮局部座屈開始歪と応力比の関係³⁴⁾

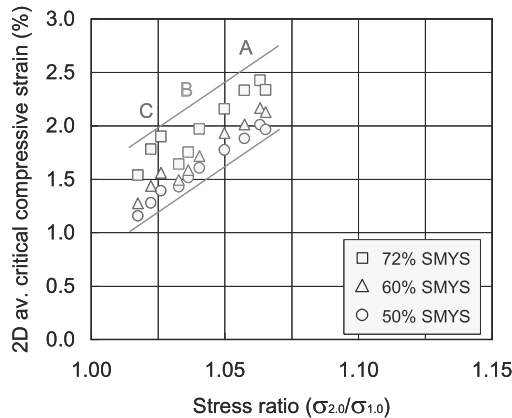


図5 曲げ局部座屈開始歪と応力比の関係³⁴⁾

性能が小さいCグループ, そして両者の中間に位置するBグループである. 内圧は直管の周方向応力が50, 60, 72%SMYSになるように設定した.

計算結果を図4と図5に示す. 両図とも, 曲げ局部座屈開始歪をゲージ長さ2D (外径の2倍) で表している. 図4の横軸は降伏比の逆数 (TS/YS), 図7の横軸は1%耐力に対する2%耐力の比 ($\sigma_{2.0}/\sigma_{1.0}$) で表している. 図4に示す曲げ局部座屈開始歪の変化を同じ内圧について比較すると, Aグループは下に湾曲し, Bグループは減少傾向を示し, Cグループでは上下に分散している. 一方, 図5ではA, B, Cグループとも, 曲げ局部座屈開始歪と応力比に線形関係が認められる. このことによって, 曲げ局部座屈開始歪が1.0~2.5%である場合, 1.0%耐力に対する2.0%耐力の比が適切なパラメータとなる³⁴⁾.

4.5 曲げ局部座屈開始歪を推定する設計式

前述のように, パイプラインの設計では, 内圧を負荷させた直管の曲げ局部座屈開始歪を推定する設計式が必

要である。しかし、内圧のない直管の圧縮局部座屈開始歪を推定する解析解が、(7)式、(11)式および(14)式のように求められているのが現状である。ここでは、シンプルで推定精度が高い(14)式を使って、曲げ局部座屈開始歪を推定する設計式を説明する³³⁾。

図6の解析解 (Analytical solution) は(14)式であり、解析解の推定精度を高めるため、内圧のない直管の圧縮局部座屈開始歪を FEA (Finite Element Analysis) の結果を使って補正し、修正式 (Regression formula) を求めておく。次に、内圧がない場合と負荷した場合の計算結果を比較し、直管の圧縮局部座屈開始歪に関する内圧の影響を変換する関数 (Pressure conversion function) を求める。さらに、内圧を負荷した直管の曲げ変形を FEA で計算しておき、圧縮局部座屈開始歪と曲げ局部座屈開始歪を変換する関数 (Comp-Bending conversion function) を求める。

修正式に内圧変換関数と圧縮曲げ変換関数を乗ずれば、最終的に、内圧を負荷した直管の曲げ局部座屈開始歪を推定する設計式が(15)式のように求められる。また、(15)式の ϵ_{cr} が解析解で(14)式を代入する。(15)式によって、内圧を負荷した直管の曲げ局部座屈開始歪を歪硬化特性の関数で表すことができる。表8に示す材料特性を使って(15)式で計算した結果と FEA の結果を比較して図7に示す。この結果、(15)式によって、変形性能が高い A グループの直管の曲げ局部座屈開始歪を精度よく推定することができる³³⁾。

また、ここでは詳細には記述しないが、(15)式を歪硬化特性について解いておけば、ラインパイプの要求性能

を与えることによって、必要な歪硬化特性を求めることができる。これが材質設計の基本となり、高強度ラインパイプに高変形特性を与え、パイプラインの安全性を向上させることができる。

$$\begin{aligned} \epsilon_{2Der(50)}(\%) &= 2.83 \epsilon_{Ccr(0)} - 0.40 = 283 \epsilon_{cr} - 0.40 \\ \epsilon_{2Der(60)}(\%) &= 3.31 \epsilon_{Ccr(0)} - 0.62 = 331 \epsilon_{cr} - 0.62 \quad \dots\dots(15) \\ \epsilon_{2Der(72)}(\%) &= 4.20 \epsilon_{Ccr(0)} - 1.05 = 420 \epsilon_{cr} - 1.05 \end{aligned}$$

4.6 高変形ラインパイプの変形性能実証実験

高強度、大口徑、高変形ラインパイプの曲げ変形性能を、外径が24"~48"の実管を使って実証した。図8は外径36"の高変形ラインパイプ³⁵⁾、図9は外径48"の高変形ラインパイプ³⁵⁾の曲げ実験状況である。図10は、実証実験

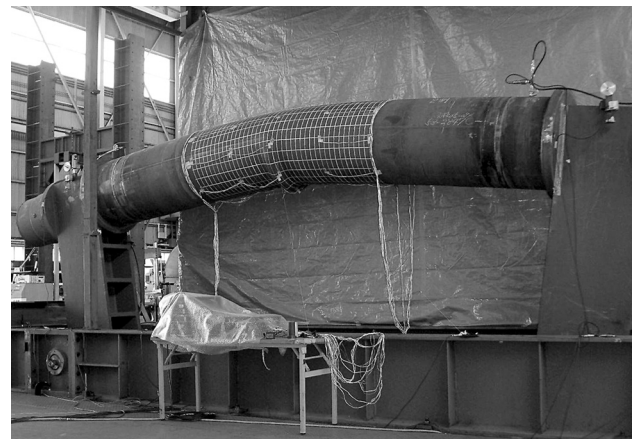


図8 36" 高強度高変形鋼管の曲げ実験³⁵⁾

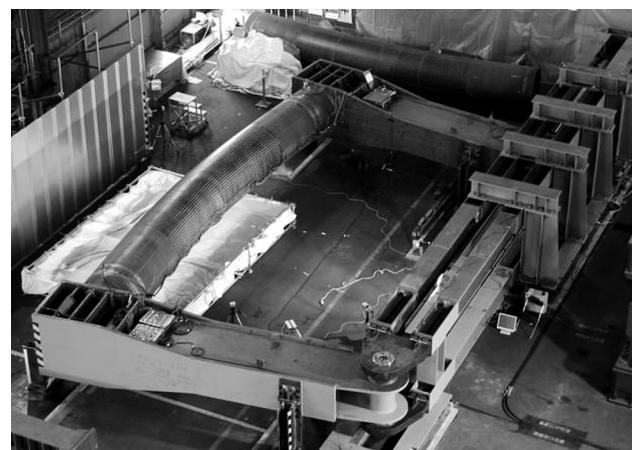


図9 48" 高強度高変形鋼管の曲げ実験³⁶⁾

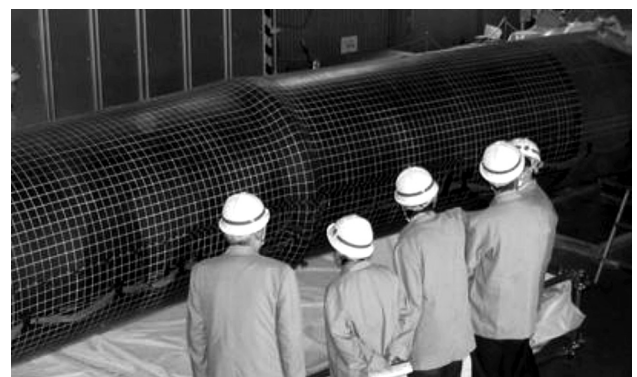


図10 48" 高強度鋼管の局部座屈波形³⁶⁾

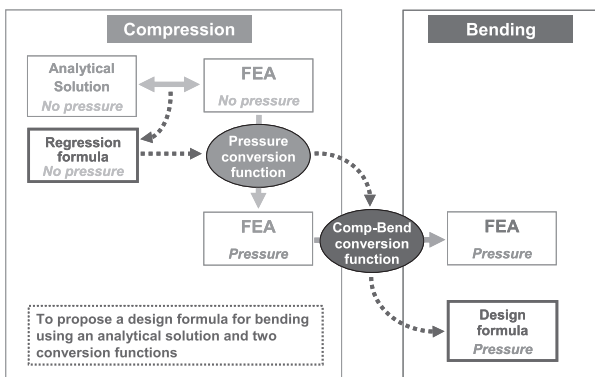


図6 圧縮局部座屈と曲げ局部座屈の関係³³⁾

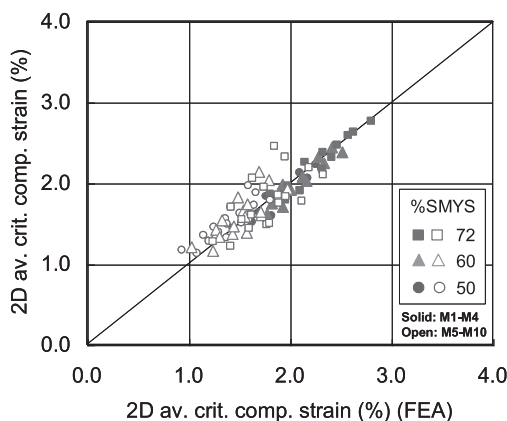


図7 曲げ局部座屈開始歪推定式と FEA の比較³³⁾

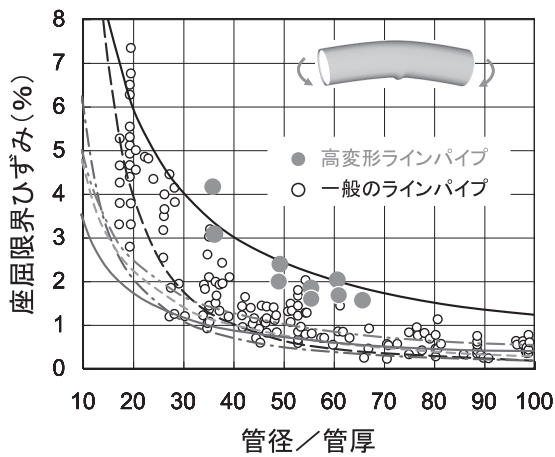


図11 高強度高変形鋼管の実証実験結果³⁷⁾

終了後の48"ラインパイプの曲げ実験状況を示している。実証実験の結果を、一般材による既往の実験データ³⁷⁾と比較して図11に示す。図の横軸が管厚に対する管径の比(D/t)を表しており、縦軸は、既往実験のデータの場合座屈限界歪を表しており、高変形ラインパイプの実証実験データは2D平均曲げ局部座屈開始歪を表している。

図11に示す既往の実験データを見ると、管厚に対する管径の比が同一の場合でも、座屈限界歪が幅広く分布している。これに対し、高変形ラインパイプの実証実験データは、既往実験データの上位に狭い範囲で分布している。高強度で大口径なラインパイプの変形性能は、通常強度で一般口径のラインパイプよりも低下する傾向がある。しかし、実管の実証実験のデータが示すように、歪硬化特性をコントロールすることによって、高強度で大口径なラインパイプの変形性能を向上させることができる³⁸⁻⁴⁴⁾。

5. まとめ

高圧ガスパイプラインの設計に関する代表的な法規およびガイドラインおよび基本的な考え方を比較し、詳細に記述されている国内法規と基本的な考え方を示した海外ガイドラインの相違点を概説した。

想定される外力と荷重に対してガスパイプラインが要求される性能は、主荷重である内圧や土圧等に対しては弾性変形であるのに対し、従荷重である地震外力に対しては許容歪と許容変形量が与えられていることである。これら歪ベースの規定値は、X65グレード以下のラインパイプを対象としたものである。最近海外では、高強度ラインパイプを適用する傾向があり、X70およびX80グレードの大口径ラインパイプの変形性能を向上させ、地震地帯や寒冷地におけるパイプラインの安全性を向上させる歪ベース設計が活発に議論されている。

ラインパイプの強度が高くなれば変形性能が低下する傾向があり、さらに、高強度材によって管厚を低減させると変形性能が低下する。コストダウンによって安全性が犠牲になる可能性がある。パイプラインの安全性照査において、局部座屈が発生するかどうかは重要なポイントである。変形性能に優れたラインパイプによって、高

強度で大口径なパイプラインの安全性を確保することができる。本文の解説が、高強度で大口径なパイプラインの材質設計と安全性向上の一助となれば望外の喜びである。

参考文献

- 1) [xhttp://www.iae.or.jp/energyinfo/energydata/data2010.html](http://www.iae.or.jp/energyinfo/energydata/data2010.html)
- 2) Glover, A (2002): 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.
- 3) Glover, A, Zhou, J, Horsley, D, Suzuki, N, Endo, S, and Takehara, J (2003): Design, Application and Installation of an X100 Pipeline," ASME OMAE2003-37429.
- 4) Ji, L, Xiao, Li, X, Chen, H, Yong-Huo, C, Gong, S, and Zhao, X (2007): On the Relationship between Yield Ratio, Uniform Elongation, and Strain Hardening Exponent of High Grade Pipeline Steels, ISOPE2007-SBD-43.
- 5) Li, X, Ji, L, Zhao, W, and Li, H (2007): Key Issues Should Be Considered for Application of Strain-Based Designed Pipeline in China, ISOPE2007-SBD-46.
- 6) Gao, H, Wang, M, and Yu, Z (2007): Strain-Based Design of X80 Gas Pipeline in Seismic Area in China, ISOPE2007-SBD-50.
- 7) [xhttp://japanese.china.org.cn/business/txt/2008-01/17/content_9547361.htm](http://japanese.china.org.cn/business/txt/2008-01/17/content_9547361.htm)
- 8) [xhttp://203.192.6.79/201007/aaa230131449_1.htm](http://203.192.6.79/201007/aaa230131449_1.htm)
- 9) [xhttp://www.transcanada.com/alaskapipelineproject.html](http://www.transcanada.com/alaskapipelineproject.html)
- 10) [xhttp://www.thealaskapipelineproject.com/](http://www.thealaskapipelineproject.com/)
- 11) ガス事業法 改訂六版。
- 12) 電気事業法 平成18年6月2日改定版。
- 13) 高圧ガス保安法規集 第8次改定版。
- 14) 鉱山保安法 平成16年6月9日改定版。
- 15) 道路法 平成22年3月31日最終改正。
- 16) 河川法 平成22年3月31日最終改正。
- 17) ガス工作物技術基準・同解釈例の解説 2次改訂版。
- 18) ASME B31.8 (2009): Gas Transmission and Distribution Piping Systems.
- 19) ASME B31.4 (2006): Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids.
- 20) ISO 13623 (2009): Petroleum and Gas Industries Pipeline Transportation Systems.
- 21) 日本ガス協会(2004), 高圧ガス導管耐震設計指針, JGA指-206-03.
- 22) 日本ガス協会(2001), 高圧ガス導管液状化耐震設計指針, JGA指-207-01.
- 23) 石油パイプライン事業法 平成15年7月18日改正。
- 24) 消防法 平成21年5月1日改正版。
- 25) 土木学会編 (2010): 都市ライフラインハンドブック。
- 26) [xhttp://www.uguisu.skr.jp/recollection/jisin.html](http://www.uguisu.skr.jp/recollection/jisin.html)
- 27) Kuesel, T. R (1969): Earthquake Design Criteria for Subways, Journal of the ST Div., Proc. ASCE, Vol. 95, NoST6, 1212-1231.
- 28) 国土開発技術センター: 高圧ガスパイプライン技術指針(案)。
- 29) 日本ガス協会 (2011): JGA 長柱座屈を防止する耐震設計のガイドライン(案)。
- 30) Gerard, G (1956): Compressive and Torsional Buckling of Thin Wall Cylinders in Yielded Region, NACA, TN-No. 3726.
- 31) Ramberg, W and Osgood, W, R (1943): Description of Stress-Strain Curves by Three Parameters, NACA, TN. 902.

- 32) Suzuki, N and Toyoda, M (2002): Critical Compressive Strain of Linepipes Related to Work-Hardening Parameters, Proc. of the 21st Int. Conf. on OMAE, Paper No. OMAE 2002-28253.
 - 33) Suzuki, N, Zhou, J and Toyoda, M (2008): Compressive Strain Limits of High-Strength Linepipes, Proc. of the 7th International Pipeline Conference, Paper No. IPC2008-64526.
 - 34) Suzuki, N, Kondo, J, Muraoka, R, Okatsu, M and Igi, S (2008): Correlative Hardening Parameters to Strain Capacity of High Strength Linepipes, Paper No. ISOPE-2008-TPC-623.
 - 35) Suzuki, N, Kondo, J, Endo, S, Ishikawa, N, Okatsu, M and Shimamura, J. (2006): Effect of Geometric Imperfection on Bending Capacity of X80 Linepipe, Proc. of the 6th International Pipeline Conference, Paper No. IPC 2006-10070.
 - 36) Suzuki, N, Tajika, H, Igi, S, Okatsu, M, Kondo, J and Arakawa, T (2010): Local Buckling Behavior of 48", X80-High Strain Line Pipes, Proc. of the 8th International Pipeline Conference, Paper No. IPC2010-31637.
 - 37) Zimmerman, T.J.E, Stephens, M.J, DeGeer, D.D and Chen, C (1995): Compressive Strain Limits for Buried Pipelines, 1995 OMAE, Vol.V, Pipeline Technology, 365-378.
 - 38) Suzuki, N, Endo, S, Yoshikawa, M and Toyoda, M (2001): Effect of Strain-hardening Exponent on Inelastic Local Buckling Strength and Mechanical Properties of Linepipes, Proc. of the 20th OMAE, Paper No. OMAE 2001/MAT3104.
 - 39) Suzuki, N, Muraoka, R, Glover, A, Zhou, J, and Toyoda, M (2003): Local Buckling Behavior of X100 Linepipes, ASME OMAE 2003-37145.
 - 40) Zimmerman, T, Timms, C, Zhou, J, Glover, A and Suzuki, N (2004): Local Buckling and Post-Buckling Behavior of High Strength Linepipe, Pipeline Technology Conference 2004.
 - 41) Suzuki, N, Glover, A, Zhou, J and Toyoda, M (2004): Bending Capacity of High Strength Line Pipe, Proc. of the 4th Int. Conf. on Pipeline Technology, Vol. 3, pp. 1361-1374.
 - 42) Suzuki, N and Igi, S (2007): Compressive Strain Limit of X80 High-Strain Line Pipes, ISOPE-2007-SBD-20.
 - 43) Suzuki, N, Kondo, J, Ishikawa, N, Okatsu, M and Shimamura, J (2007): Strain Capacity of X80 High-Strain Line Pipes, OMAE2007-29505.
 - 44) Suzuki, N and Masamura, K (2009): Stress-Strain Curve Control Requirements for High-Strength Line Pipes with Luders Elongation Type Tensile properties, Paper No. PTC2009-088.
-