特集

超高強度鋼とその溶接技術

超高強度ラインパイプ X100 ~ X120*

石川 信行**

Ultra high strength Linepipe X100-X120*

by ISHIKAWA Nobuyuki**

キーワード 天然ガス, ラインパイプ, 規格化, 高強度, 高変形能, 溶接性

1. はじめに

世界的なエネルギー需要の増大と CO₂ 排出の少ないクリーンエネルギーへの要求から, 近年天然ガスの需要が拡大している. 天然ガス輸送用パイプラインのトータルコスト削減のため, 操業圧力の高压化とともに使用鋼材量の低減と現地溶接施工コスト削減が可能な高強度ラインパイプに対する要求がさらに高まっている^{1,2)}. このため, 近年 API X70 および X80 グレード (API: アメリカ石油協会) の高強度ラインパイプの適用が増えており^{3, 4)}, 2002 年には X100 が初めて実用化された⁵⁾. また, X120 グレードのラインパイプの開発も盛んに進められている⁶⁻⁹⁾. 一方, パイプラインの建設は環境の厳しい地域へ拡大しており, 特に地震地帯や不連続凍土地帯などへ敷設されるラインパイプに対しては, 地盤変動によるパイプの変形に対して局部座屈や円周溶接部からの破壊が生じないような十分な変形性能が必要とされている. しかし, 一般的に高強度化に従い一様伸びや降伏比などで示される変形能が低下するため, X100 グレード以上の高強度ラインパイプを実用

化するための大きな課題となっている.

本稿では, 近年実用化が進んでいる X100 グレードラインパイプの適用状況とその母材及び溶接部性能, そして, さらに高強度の X120 グレードラインパイプの開発状況について紹介する.

2. 超高強度ラインパイプの規格化

ラインパイプの規格には, 従来からの API 5L や ISO 3183, また海底パイプラインの規格である DNV OS-F101 等が適用されている. 従来は X80 グレードまでが規格化されていたが, 近年の高強度ラインパイプのニーズに応じて, X100 グレード以上の規格化が進んでいる. 初めて X100 が規格化されたのは, カナダのパイプライン規格 CSA Z245.1 (Grade 690) であり, 現在 X100 グレード以上の高強度ラインパイプが実ラインへ敷設されているのはカナダのみである. 一方, 国際規格である ISO においても従来の X80 グレードを超える高強度ラインパイプの規格化作業が進められ, 2007 年には ISO 3183 に X90~X120 のラインパイプ規格が追加された. 表 1 及び表 2 に ISO

表 1 高強度ラインパイプの化学成分 (ISO 3183)

Pipe grade	Mass fraction, based upon heat and product analyses % maximum											Carbon equivalent % maximum	
	C	Si	Mn	P	S	Cu	Ni	Cr	Mo	V+Nb+Ti	B	CE _{IIW} ¹⁾	CE _{Pcm} ²⁾
L555 or X80M	0.12	0.45	1.85	0.025	0.015	0.5	0.5	0.5	0.5	0.15		0.43	0.25
L690 or X100M	0.10	0.55	2.10	0.020	0.010	0.5	0.5	0.5	0.5	0.15	0.004	-	0.25
L830 or X120M	0.10	0.55	2.10	0.020	0.010	0.5	1.0	0.5	0.5	0.15	0.004	-	0.25

¹⁾ CE_{IIW} = C + Mn/6 + (Cr+Mo+V)/5 + (Ni+Cu)/15

²⁾ CE_{Pcm} = C + Si/30 + Mn/20 + Cu/20 + Ni/60 + Cr/20 + Mo/15 + V/10 + 5B

*原稿受付 平成 21 年 7 月 6 日

**正 員 JFE スチール(株) スチール研究所 Member, Steel Research Laboratories, JFE Steel Corporation

表2 高強度ラインパイプの引張性能 (ISO 3183)

Pipe grade	Pipe body					Weld seam	
	Yield strength $R_{10.5}$ (MPa)		Tensile strength R_m (MPa)		Ratio $R_{10.5}/R_m$	Elongation A_f (%)	Tensile strength R_m (MPa)
	min	max	min	max	max	min	min
L555 or X80M	555	705	625	825	0.93	³⁾	625
L690 or X100M	690	840	760	990	0.97	³⁾	760
L830 or X120M	830	1050	915	1145	0.99	³⁾	915

³⁾ $A_{f,min} = 1940 \times A_{xc}^{0.2}/U^{0.9}$
 A_{xc} : applicable tensile test piece cross-section area, U : specified minimum tensile strength

表3 高変形 X100 ラインパイプの要求性能

表4 高変形 X100 ラインパイプの化学成分

(mass%)						
C	Si	Mn	Mo	others	CE(CSA)	Pcm
0.07	0.10	1.85	0.20	Cu, Ni, Nb, Ti	0.29	0.20

 $CE = C + F \{Mn/6 + Si/24 + Cu/15 + Ni/20 + (Cr + Mo + Nb + V)/5 + 5B\}$, $F = 0.56$
 $Pcm = C + Si/30 + (Mn + Cu + Cr)/20 + Mo/15 + Ni/60 + V/10 + 5B$

3183 に示されている X80 以上の化学成分及び引張特性の要求値を示す。化学成分は、X100-X120 では高強度を得るために Mn や Ni の上限が引き上げられ、B 添加も可能となっている。一方、溶接性を確保するために C 添加量が 0.10% 以下に抑えられ、Pcm (CE_{Pcm}) も X80 と同レベルに維持されている。規格下限引張強度 (R_m , min) は、X100 で 760MPa、X120 で 915MPa に高められたが、降伏比 ($R_{t0.5}/R_m$) は X100 で 0.97、X120 で 0.99 に緩和されている。このように、X100 以上の高強度ラインパイプの材料規格が整備されてきており、今後その適用がさらに進むものと考えられる。

図1 応力比の定義

3. 高変形 X100 ラインパイプの実用化

ラインパイプの強度グレードは 1980 年代に API X80 (降伏強度 550MPa 以上) が規格化、実用化され、それ以降高強度化の研究開発が盛んに進められてきた。X100 (降伏強度 690MPa 以上) も早くから開発が進み^{10, 11)}、2002 年には実ラインへ適用された後⁶⁾、2004 年にはカナダ北部の厳寒地において冬季敷設が行われ、高い溶接施工性と母材及び溶接部性能が証明されている¹²⁾。また、X100 ラインパイプ適用に向けた実証試験も盛んに進められている^{13, 14)}。さらに、将来の凍土地帯での長距離パイプラインへの適用を目指して、2000 トンにも及ぶ高変形 X100 ラインパイプの量産化とカナダ東部でのパイプライン敷設も行われている¹⁵⁾。以下にその概略を紹介する。

凍土地帯では地盤変動による埋設パイプラインの損傷を防止するために、使用されるラインパイプには高い変形

性能が要求される。表 3 にその要求性能を示す。鋼管の管周方向強度に加え、管軸方向の引張特性も必要であり、4% 以上の一様伸びと 93% 以下の降伏比、さらには連続降伏型の応力歪み曲線を保証するために、様々な歪みレベルでの応力比が規定されている。図 1 に応力比の定義を示す。応力比はある歪み範囲での応力値の比であり、この場合は、0.4% から 1.0% の範囲を細かく区切り、それぞれの範囲で応力値が一定値以上とすることで、降伏棚のない連続降伏型の応力歪み曲線が保証されることになる。

このような要求性能を満足するために、ラインパイプ用の鋼板製造においては、最新の TMCP 技術 (Thermo-Mechanical Controlled Processing) を駆使した複相組織制御技術が適用された。制御圧延と加速冷却条件の制御によりミクロ組織をフェライト-ベイナイト二相組織とすることで高い変形性能が得られる¹⁶⁻¹⁸⁾。さらに、不安定延性破壊防止に必要な母材シャルピーエネルギーを安定的

表5 高変形 X100 ラインパイプの引張特性

図2 円周溶接部のマクロ組織及び硬さ分布

表6 X100 ラインパイプの円周溶接条件

Welding process		GMAW	
Shielding gas		Ar + CO ₂	
Preheat temp		100-135°C	
Pass	Amperage (A)	Voltage (V)	Heat input (kJ/mm)
Root	200	20	0.33
Hot	225	24	0.26
Fill	180	19	0.45
Cap	125	23	0.34

に確保するために、オンライン熱処理技術（HOP: Heat treatment On-line Process）も適用されている。

表4に高変形 X100 ラインパイプの化学成分を示す。溶接性を確保するため、Pcm は低く抑えられている。そして、UOE プロセスにより外径 1067mm、管厚 14.3mm の鋼管を製造した。表5に高変形 X100 ラインパイプの引張特性を示す。製造した全ヒートの平均値であるが、管軸方向引張特性において、高い一様伸びと、低降伏比、さらに規定された歪み範囲において高い応力比が達成されている。また、母材シャルピーエネルギーも全ヒート平均で 294J の高い値が安定して得られている。その他、シーム溶接部靱性や DWTT 性能等の必要性能も安定して得られており、2000 トンを超える X100 ラインパイプの大量製造が問題なく達成された。

4. X100 ラインパイプの円周溶接部性能

ラインパイプは敷設現場へ輸送された後に、現地で円周溶接が行われるが、長距離パイプライン建設においては溶接施工性と円周溶接部の安定した品質を得ることが重要となる。高強度ラインパイプに適用するための、高能率、高性能の溶接技術も多く開発されている^{19, 20)}。以下に GMAW による X100 ラインパイプ円周溶接部の性能を紹介する。

前節の高変形 X100 ラインパイプを用いて、現地溶接と同じ条件の円周溶接を実施した。施工能率を高めるため、溶接トーチを2台連ねたタンデム型の GMAW であり、電流波形にはパルス電流を適用した。表6に円周溶接条件を示す。溶接材料は十分な強度と靱性を達成するために最適

図3 円周溶接部のシャルピー試験結果

表7 円周溶接部の CTOD 試験結果

Notch position	CTOD (mm) at -15°C (BxB specimen)			
	1	2	3	Ave.
Weld metal	0.155	0.145	0.171	0.157
Fusion line	0.274	(0.192)*	0.291	0.283

*invalid ($a_0/W > 0.55$)

化されており、溶接後の超音波探傷において欠陥は検出されていない。図2に(1)溶接部のマクロ組織及び(2)硬さ分布を示す。熱影響部の幅は1mm程度と狭く、顕著な HAZ 軟化は見られない。円周溶接部の継手引張試験においても母材強度以上の高い引張強度が示されており、図2(b)の硬さ分布からも明らかなように、オーバーマッチ継手が問題なく達成されている。

図3に円周溶接部のシャルピー試験でのエネルギー遷

移曲線を示す。溶接金属及び Fusion line (溶接金属と熱影響部が 1:1 となる位置) とともに、 -40°C まで安定した高い吸収エネルギーが得られている。また、表 7 に示すように、CTOD 試験においても高い破壊靱性を示している。このような優れた円周溶接部性能は実ラインの現地溶接においても達成されており、X100 ラインパイプの母材成分の適正化と最新の円周溶接技術の適用によって、高能率でかつ高性能な円周溶接技術が既に実用化されている。

5. X120 ラインパイプの開発状況

X100, X120 ラインパイプ用鋼板は、優れた溶接性と母材靱性を得るために 0.1% 以下の低 C 鋼²⁰⁾を用いて TMCP 技術、特に加速冷却技術を最大限活用して作られている。X100 までのミクロ組織は上部ベイナイトが主体となるが、X120 ではさらに高強度化するために下部ベイナイト組織が活用されている²²⁻²⁴⁾。合金成分としてボロン (B) を添加することが有効であり、さらに低い加速冷却停止温度を適用することで、下部ベイナイト組織が得られる。また、ボロン添加は母材の強度を高めるだけでなく、シーム溶接部の溶接熱影響部 (HAZ) の組織も下部ベイナイト化され HAZ 靱性向上にも有効とされている²³⁾。X120 ラインパイプは現状の内圧設計のパイプラインへは十分適用可能と考えられており、X100 と同様に実ラインへの敷設試験も行われている²⁵⁾。

その一方で、高強度になるほど伸び変形能が低くなることが指摘されており²⁶⁾、加速冷却時に冷却速度を変化させることで、一様伸び性能を改善した X120 ラインパイプや²⁷⁾、伸び性能の低いベイナイト単一組織ではなく、フェライト-ベイナイト二相組織とした高一様伸びの X120 ラインパイプなども開発されている⁹⁾。ここでは、フェライト-ベイナイト型の高変形 X120 ラインパイプの特徴を紹介する。

ボロン (B) は焼入れ性の高い元素であり、加速冷却により高強度を得るにはきわめて有効な元素である。しかし、ボロン添加鋼ではフェライト-ベイナイト二相組織を得ることが困難となる。図 4 は B 非添加鋼および B 添加鋼の加工 CCT 図 (連続冷却変態線図) を示す。B 非添加鋼では空冷に相当する低冷却速度では約 700°C 付近でフェライトが生成することがわかるが、B 添加鋼では遅い冷却速度でもフェライトが生成せずいずれの冷却速度でもベイナイト単一組織となる。よって、フェライト-ベイナイト二相組織を得るためには B 非添加鋼を適用することが必要である。図 5 に実験室で製造した鋼板の一様伸びと引張強度の関係を示す。B 非添加はフェライト-ベイナイト二相組織鋼であり、B 添加鋼に比べ高い一様伸びを示していることが明らかである。

このような検討結果を基に、B 非添加鋼によるフェライト-ベイナイト型 X120 ラインパイプの実機による製造を行った。表 8 に化学成分を示す。B は非添加であり、溶接性を考慮して Pcm は低く抑えられている。TMCP により板厚 19mm の鋼板を製造したが、シャルピーエネルギーを安定させる目的で、オンライン熱処理も適用している。そして、UOE プロセスにより外径 914.4mm の鋼管に製造

図 4 B 添加鋼及び B 非添加鋼の CCT 曲線

図 5 B 添加鋼及び B 非添加鋼の一様伸びと引張強度の関係

表 8 X120 ラインパイプの化学成分
(mass. %)

C	Si	Mn	Mo		Pcm
0.06	0.15	1.91	0.27	others	0.22

$$\text{Pcm} = \text{C} + \text{Si}/30 + \text{Mn}/20 + \text{Cu}/20 + \text{Ni}/60 + \text{Cr}/20 + \text{Mo}/15 + \text{V}/10 + 5\text{B}$$

表 9 X120 ラインパイプの機械的特性

Pipe No.	Tensile test									Trans-weld
	Transverse				Longitudinal					
	YS (MPa)	TS (MPa)	Y/T (%)	EL (%)	YS (MPa)	TS (MPa)	Y/T (%)	EL (%)	uEL (%)	
1	906	934	97	18	750	920	82	29	4.0	932
2	840	958	88	19	743	963	77	30	4.8	952

YS: yield strength, TS: tensile stress, Y/T: yield ratio, n: n-value

Pipe No.	Charpy Test			DWTT properties	
	vE at -30°C			SA at -20°C	
	Base metal	HAZ	Weld metal	(J)	85% SATT ($^{\circ}\text{C}$)
1	263	119	65	86 91	-25
2	211	77	60	89 83	-22

した。表 9 に X120 ラインパイプの機械的特性を示す。X120 グレードとして十分な管周方向強度が得られており、管軸方向の特性として、85% 以下の低降伏比と 4% 以上の高い一様伸びが達成されている。また、シャルピー衝撃特性及び DWTT 性能も十分な性能が示されている。図

図6 X120 ラインパイプのミクロ組織

5にX120 ラインパイプのミクロ組織を示す。フェライト-ベイナイト二相組織でかつ十分な分率の微細ポリゴナルフェライトが見られる。これによって高い一様伸びと、低降伏比が達成できていると言える。

6. おわりに

世界的なエネルギー需要増加とよりCO₂排出量の少ないエネルギーへの転換を背景とした天然ガス輸送用パイプラインの開発は今後も続くことが予想される。長距離パイプラインの建設、操業コストの低減が可能なX100グレード以上の高強度ラインパイプの本格的な適用が期待されている。しかし、パイプラインの敷設環境は、極寒地域や地震・凍土地帯などより厳しくなっており、パイプラインの安全性をより確かなものとするためには、継続的な材料開発が必要である。また、ECA（Engineering Critical Assessment）と呼ばれる性能評価及び設計手法の開発とその適用も進み、材料性能の限界を把握してより合理的なパイプライン設計も行われるようになってきている。X80グレードを超えるようなパイプラインにおいては、材料開発のみならず設計技術や溶接施工技術の開発も不可欠であり、材料、設計及び施工の連携がさらに重要になると考えられる。

参考文献

- 1) N. Sanderson, et al.: Oil & Gas Journal, March 15 (1999), 54-57.
- 2) A. Glover: Proc. of Application & Evaluation of High Grade Linepipe in Hostile Environments Conf. (2002), Yokohama.

- 3) T. Masuda, et al.: Proc. International Pipeline Technology Conference, Ostend, Belgium (2004), 31-40.
- 4) H. Gao, et al.: Proc. 16th International Offshore and Polar Engineering Conference, Lisbon, Portugal (2007), ISOPE 2007-SDB-50.
- 5) A. Glover, et al.: Proc. 22nd International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering, Cancun, Mexico (2003), OMAE2003-37429.
- 6) H. Asahi, et al.: Proc. 13th International Offshore and Polar Engineering Conference (2003), 19-25.
- 7) S. Okaguchi, et al.: Proc. 13th International Offshore and Polar Engineering Conference (2003), 36-42.
- 8) H. G. Hillenbrand, et al.: Proc. 5th International Pipeline Conference (2004), IPC04-0224.
- 9) N. Ishikawa, et al.: Proc. 26th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering (2007), OMAE2007-29561.
- 10) N. Ishikawa, et al.: Proc. 20th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering (2001), OMAE2001/MAT-3100.
- 11) Y. Terada, et al.: Proc. of 22nd International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering (2003), OMAE2003-37391.
- 12) A. Glover, et al.: Proc. International Pipeline Conference, Calgary, Canada (2004), IPC04-0328.
- 13) F. Marchesani, et al.: Proc. Super-High Strength Steels, Rome, Italy (2005).
- 14) J. Johnson, et al.: Proc. International Pipeline Conference, Calgary, Canada (2008), IPC2008-64653.
- 15) N. Ishikawa, et al.: Proc. International Pipeline Conference, Calgary, Canada (2008), IPC2008-64506.
- 16) 石川信行ほか：CAMP-ISIJ, 14 (2001), 573.
- 17) T. Huper, et al.: ISIJ International, 39 (1999), 288-294.
- 18) N. Ishikawa, et al.: Proc. 6th International Pipeline Conference (2006), IPC2006-10240.
- 19) S. A. Blackman, et al.: Proc. International Pipeline Technology Conference, Ostend, Belgium (2004), 335-355.
- 20) V. Rajan, et al.: Proc. 6th International Pipeline Conference (2006), IPC2006-10358.
- 21) 朝日 均：溶接学会誌, 74-7 (2005), 14-19.
- 22) H. Asahi, et al.: Proc. 13th International Offshore and Polar Engineering Conference (2003), 19-25.
- 23) S. Okaguchi, et al.: Proc. 13th International Offshore and Polar Engineering Conference (2003), 36-42.
- 24) H. G. Hillenbrand, et al.: Proc. 5th International Pipeline Conference (2004), IPC04-0224.
- 25) N. E. Biery, et al.: Proc. 6th International Pipeline Conference (2006), IPC2006-10397.
- 26) R. Bruschi: X100 Forum-CSM-Pura(Sardinia), (2006).
- 27) H. Asahi, et al.: Proc. 6th International Pipeline Conference (2006), IPC2006-10087.