

## 라인파이프 강재의 개발동향 및 용접성

송우현·서동한·유장용

## Development Trend of Linepipe Steel and It's Weldability

Woo-Hyun Song, Dong-Han Seo and Jang-Yong Yoo

## 1. 서론

최근, 급속하게 증가하는 원유와 가스의 소비에 따라 공급이 부족하게 되고 소비지로부터 원거리의 자원개발이 많아지고 있다. 이에 부응하여 이들의 운송을 위한 수백~수천km 길이의 파이프라인이 세계 곳곳에서 건설되고 있다. 특히, 운송효율이 높은 경제적인 수송을 위해서는 대구경의 파이프, 고압 수송압력이 요구되어 강재의 고강도화가 가속화되고 있다<sup>1-2)</sup>.

최근 알래스카와 같은 한랭지에서 생산되는 가스의 수송을 위한 파이프라인 건설이 계획됨에 따라 저온 인성이 우수한 강의 수요가 급증하게 되었으며, 새로이 개발되는 유전의 깊이가 깊어지고 심해저에 위치하게 될 경우, 고압에서 견딜 수 있는 극후물 강재가 요구되고 있다<sup>3)</sup>. 또한, 중동지방의 원유와 같이 H<sub>2</sub>S 등의 성분을 포함하고 있을 경우, 수소유기균열 (Hydro induced cracking, HIC)과 황화물 응력부식균열 (Sulfide stress corrosion cracking, SSCC)에 대한 우수한 저항성이 요구되고 있다<sup>4)</sup>. 2000년대 이후, 가장 이슈가 되고 있는 변형기준설계(Strain based design) 강재의 경우 지진대나 불연속 동토지역에 건설되는 파이프라인은 지반의 이동에 의한 파이프의 변형이 발생되므로, 파이프 길이방향의 압축 또는 인장시 변형에 견딜 수 있는 고변형성능이 요구된다<sup>5)</sup>. 이와 같이 라인파이프 강재에 요구되는 기계적, 화학적 특성이 점점 더 까다로워지고 있는 실정이다<sup>6-7)</sup>.

이러한 요구조건을 만족시킬 수 있는 라인파이프용 강재를 공급하기 위해서 철강 제조사들은 지난 30여년간 제강공정에서의 불순물 감소, 개재물 및 편석 저감 기술 그리고 고강도·고인성 강재생산을 위한 가공열처리 기술 등 꾸준한 기술개발을 거듭한 결과, 현재, 항복강도(Yield strength) 120ksi 급의 고강도, 고성능의 라인파이프 제조가 가능하게 되었다<sup>8)</sup>.

라인파이프 강재의 고성능화에 더불어 강재의 요구특

성을 만족시키기 위해 파이프 용접부에 요구되는 물성 수준도 높아지고 있다. 일반적으로 고강도의 강재제조를 위해서는 다량의 합금원소가 첨가되거나 TMCP와 같은 가공 열처리가 필요하게 된다. 하지만, 이들의 과도한 사용시 용접부 강도 및 인성이 크게 저하될 우려가 있다. 또한, 용접부의 특성은 모재 뿐만 아니라 용접재료, 용접시공기술 등 여러 가지 요소들이 복합적으로 적용되기 때문에 상당한 기술 수준이 요구된다. 라인파이프에서의 용접은 크게 파이프 조관을 위해서 필요한 seam용접 프로세스로서 SAW(Submerged Arc Welding)와 파이프라인 건설시 파이프간의 용접을 위한 girth용접 프로세스로서 SMAW(Shielded Metal Arc Welding) 및 GMAW(Gas Metal Arc Welding)가 적용된다. 하지만, SAW은 일반적으로 입열량이 큰 반면에 GMAW은 상대적으로 낮은 입열량이 요구되는 등 다양한 용접프로세스를 동시에 만족시킬 수 있는 적절한 용접재료 및 용접조건 선정이 필수적이며 이를 위한 다양한 연구가 진행되고 있다.

본 논문에서는 최근 후판제품에서의 라인파이프 강재의 개발동향 및 주요 철강사에서의 강재개발 사례를 소개하고 이에 따른 용접프로세스 변화 및 용접부에서 요구되는 특성을 정리하였다. 마지막으로 POSCO에서의 강재개발 현황과 강재 및 용접부의 특성을 소개하였다.

## 2. 라인파이프 강재 시장 현황

전 세계에 걸쳐서 파이프라인 건설 프로젝트는 광범위하게 실시 또는 계획 중에 있다. 그 중 주요 몇가지 사례를 지역별로 소개하기로 한다.

극동 지역에서는 중국 및 러시아를 중심으로 대규모 프로젝트가 진행 중으로 고강도 라인파이프 강재의 수요는 급속히 증가할 전망이다. 중국에서는 서쪽의 타림 분지로부터 상하이로 연결되는 길이 4,200km의 서기동수 파이프라인 프로젝트가 1차 라인건설이 마무리 단계

에 있으며, 향후에도 2차 라인건설이 2015년까지 수천 km의 파이프라인을 건설할 예정이다<sup>9)</sup>. 러시아 지역에서는 러시아에서 북유럽으로 가는 Yamal 프로젝트 및 Nord Stream 프로젝트가 건설 중에 있다<sup>10-11)</sup>. 이 중 Nord stream 프로젝트는 Fig. 1에 나타낸 것과 같이 러시아의 Vyborg와 독일의 Greifswald를 연결하는 해저 파이프라인으로 총길이가 1,198km에 이르며 2012년 완공예정이다. 사용되는 강재와 요구물성을 Table 1에 나타내었다. 해저파이프라인을 고려하여 강재의 두께는 26.8~41mm에 이르는 두꺼운 판재가 요구되고 있으며, 이제까지는 이들 프로젝트에 주로 X70 강재가 사용되어 왔으나, 향후 강도가 높은 X80강을 대량 채용할 계획이다. 북미 대륙의 파이프라인의 대부분은 X70급으로 건설되고 있으며, X80급의 강재도 상당수 적용된 바 있다. 유럽에서는 1982년에 Schluchtem에서 Werne까지의 250km 구간이 X80강으로 건설된 이후 여러 프로젝트에 X80강이 사용되고 있다<sup>12)</sup>.

천연가스를 알래스카에서 미국 주요도시인 시카고나 LA 등으로 수송하는 대형 파이프라인 프로젝트가 1990



Fig. 1 Nord stream pipeline project

년대 말부터 구상 중에 있으며 법률 제정 및 환경단체 허가 등의 단계에 있다. 이 중 알래스카 가스 파이프라인 프로젝트에는 X80, X100 강재가 주로 사용되며 극저온 인성과 고변형능이 요구되고 있다. 또한, 일부 구간에서는 X120 강재의 적용이 이루어질 전망이다<sup>13)</sup>.

### 3. 라인파이프 강재의 규격 및 요구동향

라인파이프용 강재는 주로 미국석유협회인 API(American Petroleum Institute) 규격을 따른다. 강재의 항복강도 수준에 따라 API-X52, X60, X65, X70, X80, X100 등으로 나뉘는데, 이 때, X는 원유/Gas 수송관의 약호이며, 마지막의 두 자리 숫자는 ksi단위(klb/in<sup>2</sup>)로 나타낸 파이프의 항복강도 수준을 나타낸다. Table 2에 API규격에 따른 주요 강재의 강도수준을 나타내었다<sup>14)</sup>.

라인파이프 강재의 요구 동향은 크게 4가지로 구분된다.

1) 고강도, 극후물화: 원유·가스의 원격지 수송시 시공비 저감 및 수송 압력 증대에 의한 효율성 제고로 고강도강이 요구되고, 심해저 건설에 따라 극후물체의 요구가 증가하고 있다.

2) 저온인성 향상: 기후조건이 열악한 시베리아의 유전 개발 등 한랭지 유전 개발에 따라 강재의 저온인성 요구조건이 강화되어, 기존 0°C 이나 -10°C 보증에서 최근에는 -20, -40°C 보증의 강재를 요구하고 있다.

3) 우수한 내부식 특성: 악조건 지역의 유전 및 가스전의 개발로 인한 원유 나 가스내에 유황 성분이 늘고 있기 때문에, 특히 Oil 매장량이 전세계의 65%, 세계 수출물량의 45%를 차지하고 있는 중동 유전/가스전의 Sour 가스 파이프라인의 길이가 증가하고 있어 내부식 강재의 사용이 필수적으로 요구되고 있다.

Table 1 Specification for Nord stream pipeline project

Grade	Tensile Properties (MPa)					vE-30°C	DWTT(-20°C)	Hardness (HV10)
	YP(T)	YP(L)	TS	YR(%)	EL(%)			
X70	515~615	500~600	570~680	≤92	21≤	Avg. 150J	Avg. SA≥85%	≤240

Table 2 Requirements for tensile properties of pipes according to the API Specification

Pipe grade	YS (MPa)	TS (MPa)	Pipe grade	YS (MPa)	TS (MPa)
X60	≥415	≥520	X80	≥555	≥625
X65	≥450	≥535	X100	≥690	≥760
X70	≥485	≥570	X120	≥830	≥915

4) 파이프 길이방향의 우수한 변형성능: 기존에는 가스나 오일에 의한 압력, 즉 파이프의 수직방향에 대한 응력 저항성만을 요구하는데 반하여, 적용 환경이 지진대 및 극한지로 감에 따라 파이프 길이 방향에서의 우수한 변형능을 요구하고 있다. 이를 위해서는 길이 방향에서의 항복비와 균일연신율이 우수한 강재의 개발이 필요하다.

#### 4. 라인파이프강재의 개발 동향

라인파이프강재의 요구성능에 따라 고강도 강재, 심해저용 극후물 강재, 저온인성용 강재, 내 부식용강재, 고변형능 강재 등으로 분류할 수 있다. 본 장에서는 최근 개발 동향을 알아보고 각 강재의 특성에 대해서 소개하고자 한다.

##### 4.1 고강도·고인성 강재 개발 동향

라인파이프 강재는 수송압력의 증가에 의한 수송효율의 향상, 박육화에 의한 원주용접작업의 효율화의 관점으로 부터 사용되는 강재의 고강도·고인성화가 요구되고 있다<sup>15)</sup>.

Fig. 2는 연도별 고강도 라인파이프강 개발 및 사용 추세를 나타낸 것이다<sup>8)</sup>.

현재까지도 가장 널리 사용되고 있는 API X65 및 X70급 라인파이프 강재가 1960년대 개발된 이후 각 연도별로 점차적으로 강재의 강도가 증대되고 있고, 특히 최근에는 연도별 개발 추세보다 상당히 빠르게 고강도 강재의 개발이 가속화 되고 있는 것을 알 수 있다. 그 중, API X100급 라인파이프 강재의 개발은 일본 및 유럽제철소에서는 90년대 말에 완료된 상황이며 2002년 7월에 JFE는 Trans Canada 라인에 적용 평가 중에 있으며, '05, '06년에 시험 적용이 확대되었다. API X120급 강은 Exxon-Mobil과 NSC가 공동으로 2003

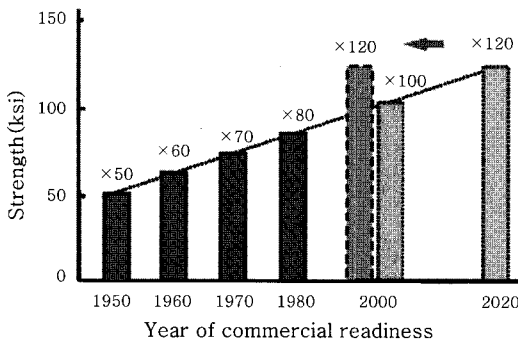


Fig. 2 Trend of Developing the high strength linepipe

년 5월에 양산개발에 성공하여 2004년 4월에 알래스카에 시범 라인을 건설하였다.

이와 같은 강재의 고강도화가 진행됨에 따라 파이프의 안전성 측면에서 보다 높은 저온인성값을 요구하고 있다<sup>16)</sup>. 고강도 및 고인성의 강재는 모재의 미세조직 제어에 의해 실현 가능하며, 인성향상을 위해서는 엄격한 제강 성분 범위 관리, 개재물 저감기술 및 저온에서 상변태가 이루어지기 때문에 판변형 제어, 고도의 가속냉각 기술 등이 중요시된다.

##### 4.1.1 강재의 미세조직학적 특성

라인파이프 강재는 강도 향상과 더불어 우수한 용접부 특성을 얻기 위해 합금성분첨가를 최소화하고 급속냉각에 의해 강재를 제조하는 TMCP(Thermo Mechanical Controlled Process)에 의해 제조된다. 이 때 냉각속도 및 온도 제어에 의한 상변태 제어가 가능하게 된다. Fig. 3은 상변태 온도에 따른 미세조직 및 강도의 상관관계를 나타낸 것이다. 상변태 온도가 650°C 이하에서는 베이나이트를 얻을 수 있으며, 400°C 이하의 온도에서는 마르텐사이트 조직이 얻어짐을 알 수 있다. 또한, 미세조직의 변화에 따라서 강재의 인장강도는 직선적으로 증가하며 인장강도가 760MPa이상인 X100급 강재에서는 베이나이트조직이 요구됨을 알 수 있다. 하지만, 강재의 강도가 증가할수록 재료의 특성은 일반적으로 감소하지만 라인파이프 강재의 요구되는 충격에너지는 파이프라인의 안전성으로 고려하여 오히려 증가하는 경향을 가진다. 따라서 이와 같은 문제점을 해결하기 위해서는 강재의 합금성분 및 제조방법의 최적화에 의해 기지조직 뿐만 아니라 제2상의 형상 또는 분율 제어가 상당히 중요하다. Fig. 4에서는 강도 수준에 따른 라인파이프강재의 일반적인 미세조직과 제조하는 방법

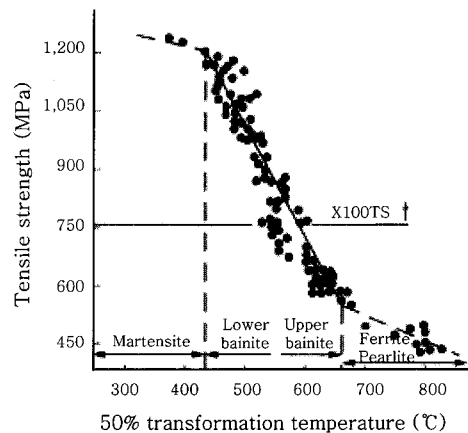


Fig. 3 Correlation between temperature of phase transformation and tensile strength

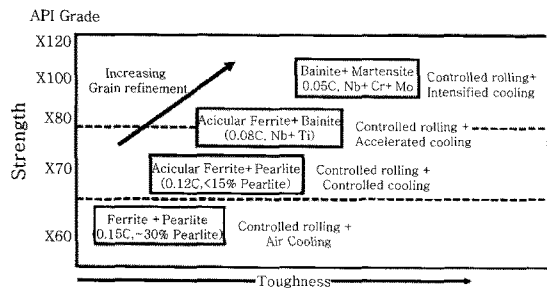


Fig. 4 Manufacturing methods and microstructures of linepipe steels

등을 간략하게 나타내었다<sup>15)</sup>. X60급에서는 등축(Polygonal) 페라이트와 펄라이트의 미세조직을 가지며, X70급에서는 Polygonal 페라이트보다 전위밀도가 높은 침상 페라이트(Acicular ferrite)가 도입이 되며, API X80급에서는 침상 페라이트와 베이나이트가 주요한 미세조직이 되며 이 조직들은 가속냉각제어에 의해 제조할 수 있다. X100 강재에서는 보다 저온상인 베이나이트가 주종을 이루며 가속냉각제어는 보다 더 가혹한 조건이 요구된다. ExxonMobil 과 NSC에서 상용화된 X120 강재의 경우에는 하부 베이나이트 상이 기지조직으로 요구되어 진다.

4.1.2 X120강재의 개발 동향

API X120강재는 1996년부터 미국의 에너지사인 ExxonMobil과 일본의 철강사인 NSC가 공동으로 개발을 착수하여 2003년에 용접성까지 확보하는 기술개발을 완료한 강재이다. 이에 따라, 주로 ExxonMobil 과 NSC중심으로 일본의 Sumitomo 및 JFE 등에서 개발 중에 있다. 주요내용으로는, B첨가에 의해 경화능을 향상시켜 하부 베이나이트(Lower Bainite)와 래스 마르텐사이트(Lath Martensite)를 기지 조직으로 하는 것이 특징이며 인성에 악영향을 미치는 MA조직이나 탄화물 크기를 제한하였다<sup>17-22)</sup>. 그 결과, 900MPa 이상의 고강도를 확보함과 동시에 -40℃에서 120J이상의 우수한 인성을 확보할 수 있었다.

Table 3은 신일본제철에서 개발한 API X120강재 및 Seam용접금속의 성분을 나타낸 것이고, 파이프 물성평가 결과를 Table 4에 나타내었다<sup>3)</sup>. 파이프의 강도는 목표로 하는 SMYS를 충분히 만족함을 알 수 있고 모재의 충격인성은 -30℃에서 280J을 상회하며, 천이 온도(DBTT)는 -50℃이하의 우수한 특성을 나타내었다. 용접부의 특성은 HAZ인성 및 CGHAZ(Coarsed grain HAZ)에 해당하는 fusion line+2mm의 위치에 서도 양호한 충격인성을 나타내었으나, local brittle

Table 3 Chemical compositions of X120 plate and seam weld

	C	Mn	Mo	Ti	B		P <sub>cm</sub>
Plate	0.041	1.93	0.32	0.020	0.0012	Others	0.21
	0.036	1.96	0.34	0.017	0.0012	Others	0.21
	C	Si	Mn	Ni	Mo	Cr	P <sub>cm</sub>
OW	0.05	0.23	1.63	2.2	0.92	1	0.31
IW	0.05	0.18	1.69	2.6	0.98	1.1	0.32

OW:Outside weld. IW : Inside weld

Table 4 Examples of mechanical properties of X120 pipes

	Tensile test* <sup>1</sup>								Trans-weld	Charpy V-notch				B-DWTT		
	Circumferential				Longitudinal					J(average of 3 specimens)				Shear Area(%)		
	YS (MPa)	TS (MPa)	E1* <sup>2</sup> (%)	YS/TS (%)	YS (MPa)	TS (MPa)	E1 (%)	YS/TS (%)		TS (MPa)	Base metal	Weld metal	FL+ 1mm* <sup>3</sup>	FL+ 2mm* <sup>3</sup>		Base metal
Pipe 1	897	974	25	92	905	938	27	96	941	0℃	287	200	228	249	0℃	64.65
										-30℃	287	178	126	172	-20℃	62.59
Pipe 1	920	1.017	24	90	911	981	23	93	988	0℃	287	172	156	226	0℃	88.81
										-30℃	290	167	43	106	-20℃	90.79

\*<sup>1</sup> API strap specimen, \*<sup>2</sup> Elongation, \*<sup>3</sup> Distance from the intersection of the SAW

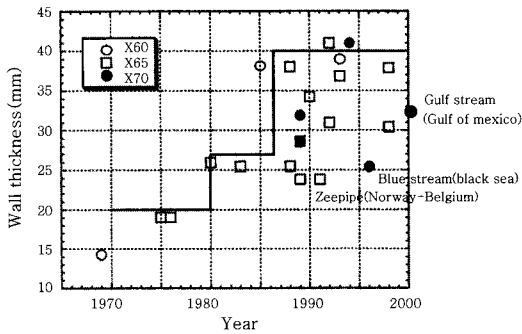


Fig. 5 Change of wall thickness with exploitation environments

zone에 해당되는 fusion line+1mm의 위치에서는 다소 낮은 값도 존재하였다.

### 4.2 극후물 강재 개발 동향

Fig. 5에서와 같이 멕시코 만이나 북극해 등 최근에는 유전의 위치가 심해저로 감에 따라 채굴환경이 매우 가혹하게 된다. 심해저로 갈수록 수압이 매우 높아지게 되고 파이프에 가해지는 압력이 매우 높아지게 되어 파이프 강재는 Collapse에 대한 높은 저항성이 요구된다<sup>23)</sup>. 이에 Fig. 6에서처럼 파이프 강재는 소구경화 및 후유화가 필요하다. 독일 Dillinger사에서 X70(두께:41mm) 판재를 개발하여 러시아 Vyksa에서 실조관 양산조건을 수립하여 향후 러시아의 Nord Stream 프로젝트에 적용될 전망이다<sup>24)</sup>. 본 강재는 두꺼운 강재에서도 저온인성인 DWTT를 만족해야 하며 특히 조관 후 Seam 용접시 대입열이 적용되는데 이에 따른 용접부의 인성 저하 방지 기술이 매우 중요하다. 이를 방지하기 위해서는 강재의 적절한 합금설계나 제어압연이 필요하며, 용접부 인성의 향상을 위하여 적절한 용접 비드와 저입열량 제어가 중요하다.

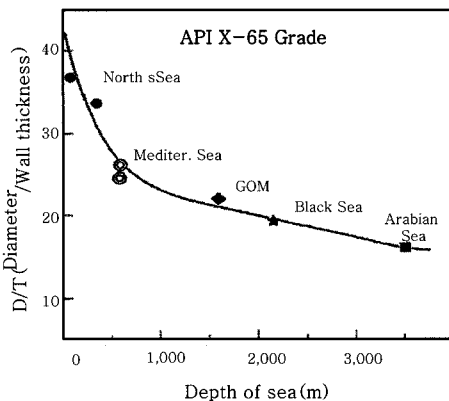


Fig. 6 Change of D/t ratio with depth of sea

### 4.3 내 부식강재 개발 동향

원유나 가스에 H<sub>2</sub>S 성분이 함유되어 있는 경우 파이프 강재는 내 부식성을 요구하게 된다. 수소 유기 균열(HIC)에 의해 강재의 파괴가 발생하게 되는데 주로 강재의 내부의 조대한 개재물 압연시 발생하는 밴드조직이나 펄라이트 등이 균열의 발생위치가 된다. 수소의 유기 균열의 방지를 위해서는 저온 경화상을 많이 생성하는 탄소의 저감이 필요하고 MnS의 저감하고 CaS의 생성을 촉진하는 기술이 필요하다. 현재까지는 X70급까지 강재의 개발이 이루어지고 있다. 한편 최근에는 CO<sub>2</sub>에 대한 부식 저항성도 요구되고 있으며 강재는 모재 자체의 부식성능이 향상되어야 한다. 이를 위하여 Cr이 다량 함유되어 있는 강재 등이 사용되고 있다.

### 4.4 변형기준설계(Strain based design) 강재 개발 동향

일반적으로 라인파이프 강재는 파이프 설계시 pipe내의 gas나 Oil에 의한 내압(Hoop stress)만을 고려한 강재로서 응력기준설계(Stress based design) 강재라고도 한다. 그러나 원유나 가스의 채굴환경이 갈수록 열악해짐에 따라 지진이나 동토지역에 파이프라인의 건설시 지반의 움직임에 대하여 균일 변형능이 좋은 강재가 요구되어 파이프 길이 방향으로의 변형능이 우수한 변형기준설계(Strain based design) 강재가 개발되었다. 이 강재는 기존의 응력기준설계 강재가 가지는 특성에 pipe길이 방향의 소성변형능이 추가적으로 요구되는 강재이다.

현재까지 적용된 사례는 2006년 사할린 프로젝트에서 실 파이프라인에 X65 급이 이용된 것으로 알려져 있다. 지난 2008년 쓰촨성에서 대지진을 경험한 중국에서는 라인파이프의 내 지진성능이 중요함을 알게 되었고, 2009년부터 건설예정인 2차 West-East 파이프라인건설시 일부 건설구간에 변형기준설계 강재의 적용을 검토하고 있다. 특히, 단층지대를 통과하는 내륙의 파이프라인에서 고변형능 X80급이 적용될 전망이다.

한편, 2011년 이후 건설예정인 알래스카 가스 파이프라인 프로젝트는 알래스카와 캐나다의 앨버타를 연결하는 구간 및 앨버타와 미국의 시카고를 연결하는 구간으로 총 3500여마일에 걸친 장거리 가스파이프 라인이다. 이 구간 중 알래스카와 앨버타를 연결하는 구간은 영구 또는 간헐 동토지역으로서 온도변화에 따라 얼어있던 지반이 녹아 지반자체의 변형이 발생하게 되며 변형기준 설계강재가 사용될 예정이다. 이와 같은 변형기준설계 강재에서 요구되는 주요특성으로는 파이프 길이

방향의 좌굴변형능과 파이프의 내식코팅에 수반되는 200~250℃ 가열에 따른 변형시효(strain aging) 현상에 의해 항복점 강하 현상 발생과 항복비 증가로 인한 소성변형능 저감 해결이 관건이다. 파이프 코팅시 소성변형능 저하 문제를 해결한 변형기준설계 X80 및 X100강재가 일본 고로사를 중심으로 개발 완료 단계에 있다고 알려지고 있다<sup>15)</sup>.

4.4.1 강재 요구 특성

파이프의 고변형성능을 얻기 위한 평가 지표로서 압축좌굴변형률이 주로 사용된다. 압축좌굴변형률은 강관의 변형시 좌굴이 발생하기 전까지의 변형률을 말하며, 강재의 균일연신율, 가공경화지수(n), 연속항복거동, 저 항복비(Y/R) 등에 의존한다. 즉, 압축좌굴변형률은 강재가 불연속항복거동을 가질 경우 감소하며, 가공경화지수(n)가 증가할수록 증가한다. 또한 항복비 증가에 따라 감소하며 파이프의 내압이 작용시 증가하는 경향을 나타낸다.

또한, 이와 같은 압축좌굴변형률은 변형시효(Strain Aging)에 의해 변화하는데, 이 때 변형시효란 파이프는 일반적으로 부식환경에 노출되기 때문에 표면을 코팅처리하게 된다. 이 때 최근 가장 널리 사용되는 FBE(Fused Bonded Epoxy)코팅법은 Epoxy 코팅재를 파이프 표면에 도포후 파이프를 약 250℃에 5분간 가열하게 되는데, 이 때 파이프내 탄소원자가 전위에 고착되어 코팅전에 연속항복거동을 보이던 파이프가 코팅후에 불연속항복거동을 나타내게 되고 항복비가 증가함으로 인해 파이프의 좌굴변형률이 감소되는 현상을 말한다. 이와 같은 현상을 방지하기 위해서는 Strain aging에 대한 저항성이 높아야 하며 이를 해결하기 위해서는 합금원소의 첨가에 의해 미세조직을 제어하여 가동전위의 증식, Free 탄소량 감소 및 코팅온도 저하 등의 방법이 있다<sup>25)</sup>.

4.4.2 고변형능 X100강재의 개발 사례

JFE에서는 Fig. 7에서 나타낸 것처럼 변형시효 효과를 최소화시키기 위해 HOP(Heat treatment Online Process)를 사용하여 강재를 가속냉각후 Induction coil에 의해 급속가열시켜 미세조직내 MA형성에 의해 가동전위의 회복이 촉진시키고 확산가능한 탄소는 탄화물의 형성으로 그 양을 줄였다<sup>26)</sup>. 전위의 회복으로 베이나이트상의 연화가 유발되지만, MA형성으로 변형시효에 대한 저항성과 함께 고강도와 고변형능이 균형을 이루게 된다. Fig. 8은 JFE에서 개발한 변형기준 설계 강재의 TEM 미세조직을 나타낸 것으로 고착 전위

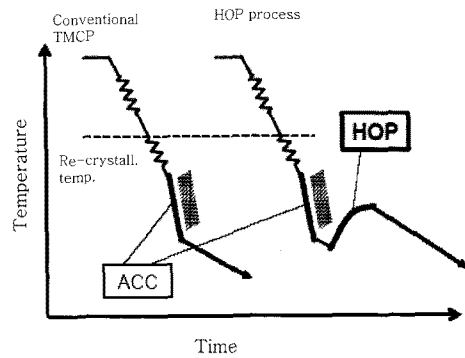
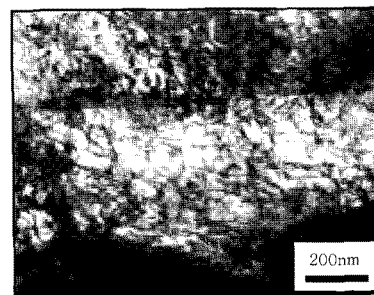
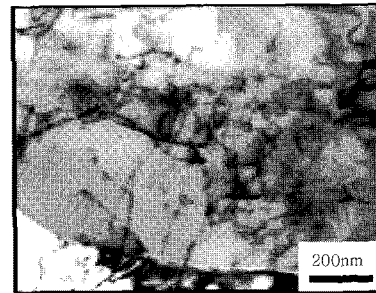


Fig. 7 Comparison of steelmaking process between TMCP and HOP system



(a) Conventional TMCP



(b) HOP

Fig. 8 TEM images of high deformability linepipe steels

밀도가 HOP프로세스에 의해 낮아짐을 알 수 있다. 또한, Fig. 9에서와 같이 일반공정으로 제조된 강보다 HOP 프로세스에서 제조된 강 경우 항복강도 상승이 낮음을 알 수 있다. 그 결과, Fig. 10에서처럼 X80, X100 파이프에서 코팅후에도 압축좌굴변형률이 1.0 이상의 우수한 값을 나타냄을 알 수 있다.

UOE 조관에 의하여 제조된 파이프의 크기와 기계적 성질을 Table 5에 나타내었다. 파이프의 값들은 모두 연속항복거동을 보였고 파이프 길이방향 항복비의 경우 모두 80%이하였다.

한편 NSC에서는 TMCP 프로세스로 제조된 페라이트 베이나이트의 이상 조직강으로 SBD X80 강재를 개발하였다고 보고하고 있다. 특히, X100급 강에서는

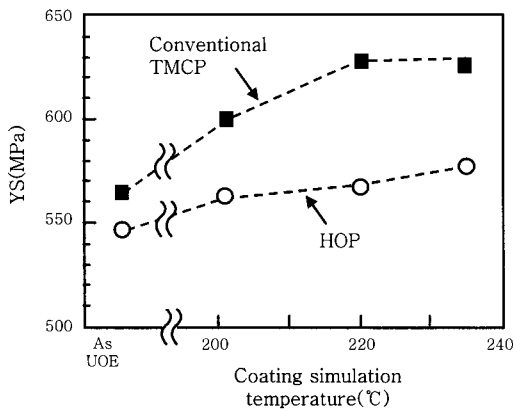


Fig. 9 Comparison of yield strength between TMCP and HOP with coating temperature

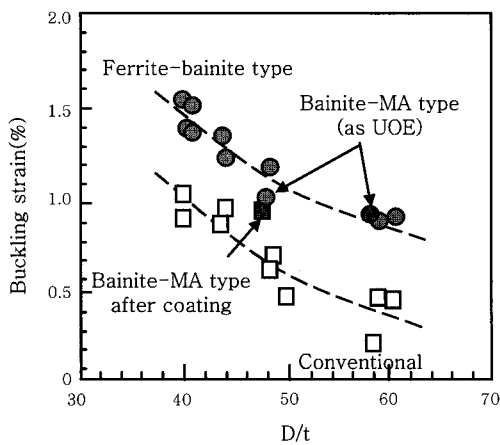


Fig. 10 Change of Buckling strain with D/t

Table 5 Tensile Properties of X80 linepipe newly developed

Grade	Dimention			Tensile properties <sup>1)</sup>				Impact properties	
	OD (mm)	WT (mm)	D/T	YS (MPa)	TS (MPa)	Y/T (%)	n	vE-10 (J)	vTrs (°C)
X80	762	15.6	49	532	702	76	0.12	271	-98
	1016	17.5	58	581	734	79	0.14	264	-105

<sup>1)</sup>Longitudinal direction

Cr 다량 첨가로 Strain aging현상을 억제하여 우수한 고변형능 강재를 개발하였다고 보고하고 있다<sup>27)</sup>.

### 5. 라인파이프의 용접방법

파이프라인을 건설하기 위한 용접은 앞에서 언급한 바와 같이 seam용접과, girth용접으로 구분할 수 있다. 이들 용접기술은 용접품질을 저하시키지 않고 용접

효율성을 높여 원가절감을 도모한다는 목표를 가지고 지속적으로 개선, 발전되고 있다.

Seam용접은 파이프를 만들기 위하여 사용하는 소재의 종류 및 조관방법에 따라 용접방법도 다르게 적용되고 있으며, girth용접 또한 수동과 자동용접법의 적용에 따라 적용되는 용접방법이 다르다.

파이프 조관방법은 소재의 형태에 따라 분류되는데, 판재형태의 소재는 UOE(U-ing, O-ing, Expansion), R/B (Roll Bending), JCO(J-ing, C-ing, O-ing) 조관법 등이 적용되고, 코일 형태의 소재는 spiral 조관법과 ERW (Electric Resistance Welding)조관법 등이 적용된다. 이렇게 조관된 파이프는 seam용접을 실시하기 전에 조관된 파이프 형상을 유지하기 위해 tack용접을 GMAW법에 의해 저입열량으로 실시한 후 seam용접이 이루어지며, 판재 형태의 seam용접은 SAW (Submerged Arc Welding)법이, 코일 형태는 ERW (Electric Resistance Welding)법이 주로 적용되고, 코일 형태 중 spiral조관시에는 SAW법이 적용된다. 각각의 조관법에 대한 간략한 설명은 아래와 같다.

- Spiral 조관법: 코일형상의 소재를 나선형으로 감으면서 조관하는 방법
- Roll Bending 조관법: 일반적으로 3개의 roll에 의해서 판재를 원형으로 조관하는 방법
- UOE 조관법: 판재를 프레스성형에 의해 “U”형, “O”형으로 성형한 후 조관용접을 실시하고 최종적으로 확관(Expansion)을 하는 조관방법
- JCOE 조관법: 판재를 나이프(knife)로 연속적으로 타격하여 점차 원형으로 조관하는 방법
- ERW(Electric Resistance Welding)법: 코일형상의 소재를 사용하여 cage forming에 의해 연속적인 원형으로 조관한 후 고주파에 의한 전기저항 용접법으로 소재를 접합시키는 방법으로, 가열방식에 따라서 고주파 유도 용접법(High frequency induction coil heating)과 고주파 저항 용접법(High frequency resistance heating)으로 구분된다.

### 5.1 Seam 용접기술 동향

ERW조관법을 제외한 seam용접기술은 SAW(Submerged Arc Welding)법이 적용되며 용접시의 효율성을 높이기 위하여 다전극화·고속화되고 있다. SAW를 적용하여 고속용접을 하기 위해서는 내/외면에 각각 1 pass씩 용접되는 비드의 적정한 용입깊이를 확보해야 한다. 이 때문에 다전극 SAW법에서는 선행전극은 용입깊이를 증가시키기 위해 DC전원을 사용하며 나머지 후행전극은 용착량을 증가시키기 위해 AC전원을 쓰는

것이 일반적이다<sup>28)</sup>. 현재 다전극 SAW용접기술은 발전 을 거듭하여 6전극 SAW까지 상용화되고 있으며 강재 의 두께 10mm를 기준으로 하였을 때 4전극 SAW에 비해 약 1.7배의 용접속도 증가효과를 얻을 수 있다<sup>29)</sup>.

### 5.2 Seam 용접부 요구특성

라인파이프 강재의 고강도 고인성화와 더불어 파이프 의 강도확보를 위해 seam용접부는 강재보다 높은 강도 확보가 필요하며 더불어 저온에서 우수한 충격특성을 지녀야 한다. 이를 위한 고강도/고인성의 용접재료 개 발이 요구되고 있다. 또한, 합금성분이 낮은 TMCP강 재의 특성상 용접열에 의한 열영향부(Heat Affected Zone: HAZ)의 연화현상 및 HAZ인성 저하는 필연적 인 문제점으로 발생한다. 이와 같은 고강도/고인성의 용접금속부, HAZ 연화 억제 및 인성향상을 위한 많은 연구가 행해지고 있다.

#### 5.2.1 고강도·고인성 용접금속

지금까지의 연구결과에 의하면, X80이하의 강도급에 서는 용접금속에 Ti, Nb, B 등의 합금원소 첨가에 의 해 생성된 미세한 침상페라이트(Acicular ferrite)에 의하 적정강도 확보 뿐만 아니라 인성 또한 우수함을 알 수 있다<sup>30)</sup>. 하지만, X100이상의 고강도 강재의 용 접부에서는 기존의 침상페라이트만으로는 강도 확보가 불가능하며 기존의 침상페라이트 조직과 강도확보를 위 한 마르텐사이트(Martensite)나 베이나이트(Bainite) 조직이 필요함을 알 수 있다<sup>31-32)</sup>. 또한, 용접금속내의 산소함량은 용접금속의 인성에 큰 영향을 미치며, 특히, 다전극 SAW와 같은 고속용접시에는 용접금속내에 다 량의 산소가 포함되어 인성을 저감시킨다. 이를 방지하 기 위해서는 SAW용접시 고염기성의 플럭스(Flux)를 사용하거나 Ti, B 등과 같은 원소의 적절한 첨가로 인 해 인성을 향상시킬 수 있다. 또한, 소결형 플럭스 (Bonded flux)보다는 흡습성이 낮은 용융형 플럭스 (Fused flux)사용시 고속용접시에도 산소함량을 저감 시키는 데 효과적이다.

#### 5.2.2 HAZ연화 억제

TMCP에 의해 제조된 라인파이프강재는 강재냉각에 의한 변태강화를 이용한 것이기 때문에 고강도화되고 용접 입열량이 증가할수록 용접열영향부의 강도가 모재 보다 낮아지는 연화현상이 심각하게 되어 문제가 된다. 특히, X100이상의 고강도강의 seam용접부는 이러한 연화현상이 발생하기 쉽기 때문에 적절한 대책이 필요 하다.

HAZ연화현상을 저감시키기 위한 방법으로는 저입열 용접을 위해 Groove각도를 좁게한 NG(Narrow gap) SAW법이 예전부터 개발되어 왔으나 용접시 슬래그의 박리성 저감에 의한 용접부 품질 및 작업효율 저하 등 의 문제점이 지적되고 있다<sup>33-34)</sup>. 따라서, 용접시 적정 입열량 선정 및 전극간의 거리 조정 등에 의한 용접조 건 최적화 그리고 고강도 용접재료 사용에 의한 적절한 용접부 이음부 설계 또는 강재에서의 경화성 원소 활용 등이 요구된다<sup>35)</sup>.

#### 5.2.3 HAZ인성 향상

라인파이프 강재는 조판후 용접의 과정을 거치면서 급가열, 급랭의 열 사이클로 인해 HAZ가 형성되고, fusion line 근방의 CGHAZ(Coarsened Grain HAZ) 에서의 구 오스테나이트 결정립이 성장하고 2차상 또는 입자들의 고용/석출 및 잔류응력의 발생으로 충격인성 이 저하된다. 이를 해결하기 위한 방법으로는 강재내 TiN과 같은 미세 석출물을 이용한 방법이 연구되어 왔 으나, 이들 석출물은 용접에 의해 강재가 1400℃이상 으로 가열되면 재고용되어 결정립 성장 억제효과가 떨 어지게된다. 최근에는 다양한 산화물을 이용한 oxide metallurgy 기술이 연구되고 있다. 이 기술은 HAZ의 구오스테나이트 결정립 성장을 억제하기 위해서 고온에 서 안정한 산화물들을 이용하며, 주로 사용되는 효과적인 비금속 산화물은 VN, MnS, Ti, Al 산화물 등이 있다. 이 중 Ti, Al, Mg등을 이요한 산화물은 오스테 나이트-페라이트 변태시 오스테나이트 입내에서 페라이 트를 핵생성시키는 능력이 뛰어나고, 미세한 침상페라 이트를 형성하기 때문에 라인파이프강재와 같은 저탄소 강의 페라이트 불균일 핵생성 site로 적당하다고 알려 져 있다<sup>36-40)</sup>. Fig. 11은 Ti-O강재와 Mg산화물을 함 유한 강재의 구오스테나이트 결정립 크기를 비교한 사 진이다. 평균 오스테나이트 결정립 크기는 Ti-O강재의 경우 500 $\mu$ m, Mg산화물 함유 강재는 200 $\mu$ m이하로서

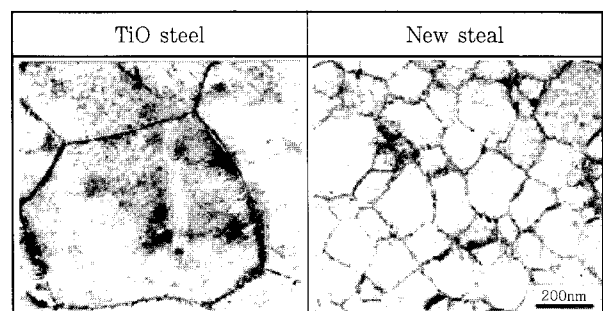


Fig. 11 Comparison of prior austenite microstructure of Ti-O steel and Mg oxide steel



Mg산화물 첨가에 의해 급격하게 감소함을 알 수 있다(41-42).

HAZ인성을 저감시키는 요인으로서 내면 용접후 외면용접시의 열 사이클에 의한 LBZ (Local Brittle Zone)생성을 들 수 있다. LBZ는 내면용접에 의해 형성된 CGHAZ에 외면용접시 재가열에 의해 ICCGHZ (Inter Critical Coarsed Grain HAZ)가 생성되고 이 영역의 구오스테나이트 입계에 MA(Martensite-Austenite Constituent)가 생성됨으로 인하여 인성을 저하시키는 것이다(43). 이와 같은 MA형성을 저감시키기 위해서는 강재내의 C, Si 및 Nb함량을 저감시키고, 합금성분 감소로 인한 강도감소는 적정량의 Mo, V, Ti 등의 합금원소 첨가에 의해 확보가능하다고 알려져 있으며(44), MA의 크기가 미세할 경우는 충격인성에 미치는 영향이 적어 MA의 크기제어를 위한 기술개발이 요구된다(45-46).

5.3 Girth 용접기술 동향

파이프라인의 성능 및 건설비용에서 현지 용접성에 의해 좌우된다고 해도 과언이 아닐 정도로 girth용접의 비중은 크다고 할 수 있다. 그러나, girth용접은 전자세용접으로서 대부분 편면으로부터 완전용입이 요구되며, 하나의 용접이음부별로 용접이 이뤄진다는 특수성 때문에 다른 분야에 비해 자동화되기 어려웠다. 따라서 이러한 girth용접은 종래부터 주로 고셀룰로오스계 용접봉을 이용한 SMAW(Shielded Metal Arc Welding)에 의해 진행되어 왔지만 용접부의 저온균열 발생 및 예열의 필요성 때문에 작업성이 떨어지는 저수소계 용접봉을 사용하기에 이르렀다. 그러나, 최근에는 고효율화를 위해 고속으로 자동용접이 가능한 GMAW (Gas

Metal Arc Welding)의 적용이 늘어나고 있으며 이를 위한 고속 용접설비의 개발 많은 노력을 기울이고 있다. Fig. 12는 최근에 개발된 GMAW용접장비를 나타낸 것이다(47). 일반적인 single torch에 비해 용착효율이 우수한 1대의 용접전원에 2개의 전극을 장착한 tandem torch, 2개의 torch를 장착한 dual torch 및 2대의 전원에 각각 2개의 전극을 장착한 dual tandem torch가 개발되었으며, dual torch는 single torch에 비해 약 1.4배정도의 용착효율(kg/hr)을 얻을 수 있다고 보고하고 있다. 이와 같은 장비의 개발은 girth용접에 있어 fill pass의 수를 줄임으로서 경비절감에 매우 효과적이다.

5.4 Girth용접부 요구특성

Girth용접부는 강재에 적합한 인장강도, 충격인성 등 기본적인 특성을 가져야 하고, root pass에서의 우수한 용접균열 감수성, 고효율 용접성 등이 요구된다.

Girth용접부에서도 seam용접부와 동일하게 강도와 인성을 동시에 확보하기 위해서는 혼합조직이 필요하다. Fig. 13은 X120강재를 사용하여 GMA용접을 실시하여 얻어진 비드단면과 용접금속내의 미세조직을 TEM으로 촬영한 사진을 나타낸 것이다. 용접금속내 Zr첨가시 입계 pinning효과에 의해 결정립계가 미세화 되고, 침상페라이트의 핵생성 사이트로 작용하여 AFIM (Acicular Ferrite Interspersed in Martensite)조직을 생성시켜 용접금속의 인성을 향상시킬 수 있다(48).

최근에는 변형기준설계 강재의 등장에 따라서 girth용접부의 중요성이 한층 높아지고 있다. 파이프라인의 압축이나 인장과 같은 변형시 girth용접부의 강도부족 및 HAZ연화에 의해 용접부에 국부적인 응력집중시 심각한 위험을 초래할 수 있다. 이를 해결하기 위한 방법

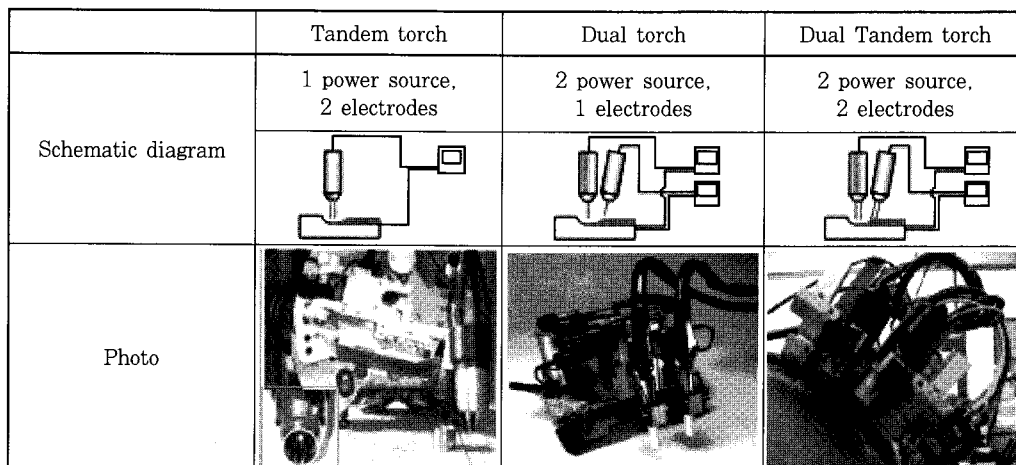
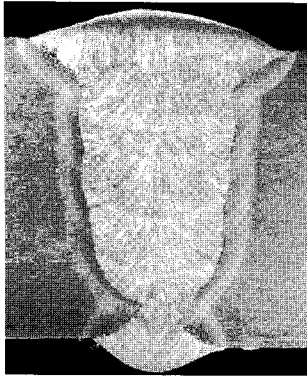
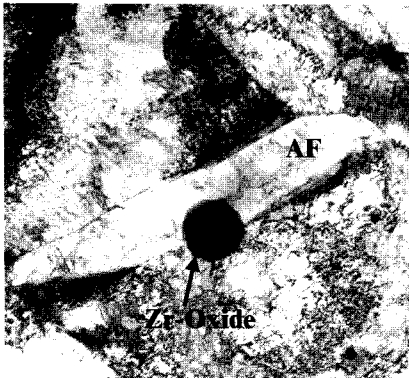


Fig. 12 Newly developed Girth welding machines



(a) Macrostructure of welded joint



(b) TEM image in weld metal

Fig. 13 Microstructure of Girth welds

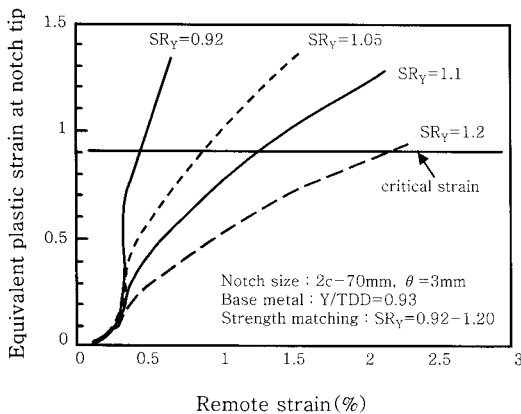


Fig. 14 Change of Equivalent plastic strain with overmatch ratio of welded joint

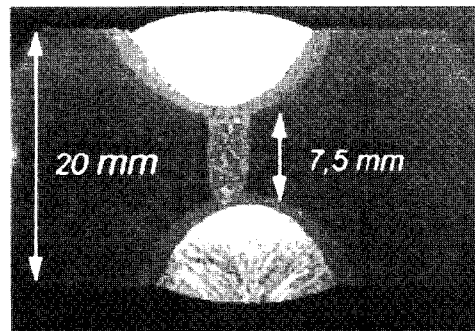
으로는 girth용접부의 항복강도를 기존의 파이프라인보다 높은 항복강도를 요구한다. Fig. 14는 용접부 overmatch율(모재 항복강도에 대한 용접부 항복강도의 비율)에 따른 파이프의 한계변형률의 변화를 나타낸 것이다<sup>49)</sup>. 용접부의 항복강도가 증가할수록 파이프의 한계변형률은 증가함을 알 수 있다. 하지만, 용접부의 항복강도가 너무 높을 경우에는 용접부 인성저하를 가져오기 때문에 적절한 overmatch율로서 약 15%를 요

구하고 있다<sup>50)</sup>. 이 수치는 X100강재(YS≥690MPa)를 기준으로 하였을 경우, girth용접부 항복강도가 약 830MPa 이상을 요구하는 것으로 상당한 고강도의 용접재료개발이 필요함을 알 수 있다. 또한, girth용접부의 HAZ연화를 억제하기 위해서는 seam용접과 동일하게 저입열용접을 위한 고속용접 프로세스 개발이 필요하다<sup>51)</sup>.

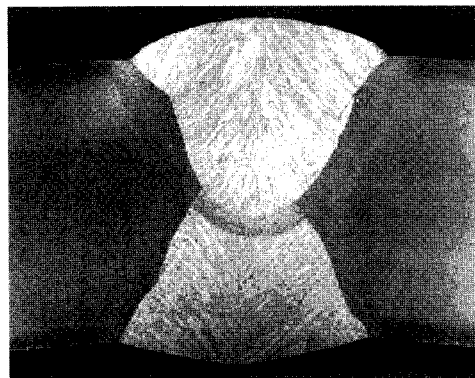
5.5 최신 라인파이프 용접기술

최근 라인파이프 용접기술에 있어 연구동향은 주로 강재의 물성을 극대화할 수 있는 용접프로세스 개발로서 주로 저입열용접방법의 개발이 활발하게 이루어지고 있다. 이에 본 장에서는 seam용접 및 girth용접에 있어 최근 연구사례를 소개하고자 한다.

Seam용접에 있어 강재의 후유화에 따라 용접입열량의 증가는 피할 수 없는 과제이다. 저입열용접을 위해서 기존의 seam용접 프로세스인 SAW 프로세스를 피해 저입열용접이 가능한 laser용접의 적용이 검토되고 있다. Fig. 15는 laser용접과 SAW를 적용한 seam용접부와 기존의 SAW만을 적용한 seam용접부의 비드단면을 나타낸 것으로 유럽의 강관사인 Europipe에서 시도된 기술로서 일반적인 seam용접 프로세스에서 가접용접(tack welding)을 기존의 GMAW법이 아닌



(a) Laser/SAW welded assembly



(b) Conventional SAW weld

Fig. 15 Macrostructures of seam welded joints

laser를 이용한 사례이다<sup>52)</sup>. X60 강재(두께: 20mm)에 대해 laser로서 가접용접을 실시할 경우, 국부적인 용입이 가능하여 가접용접 이후 SAW에 의해 채워야 하는 용착면적을 줄일 수 있어 입열량의 저감이 가능하다. 그 결과, HAZ의 충격인성이 약 60배 향상된 효과를 얻을 수 있었다.

Girth용접에 있어서는 최근 용접분야에서 이슈로 대두 되고 있는 laser용접 및 FSW프로세스의 적용이 검토되고 있다<sup>53-54)</sup>.

Fig. 16은 빔 품질이 우수한 fiber laser를 이용하여 X70 파이프(두께: 11.2mm)를 girth용접하는 모습을 나타낸 것이다<sup>55)</sup>. laser 출력을 10.2kW, 용접속도 2.2m/min으로 용접한 결과 양호한 비드 단면을 얻을 수 있었다. 이와 같은 laser를 girth용접에 적용할 경우 얻을 수 있는 장점은 아래와 같다.

- 1 pass로 고효율 용접이 가능하여 시공시간 단축
- 70%의 용접인력 절감
- 90%의 용접재료 사용량 절감

또한, 본 기술은 개발을 거듭하여 이미 상용화단계까지

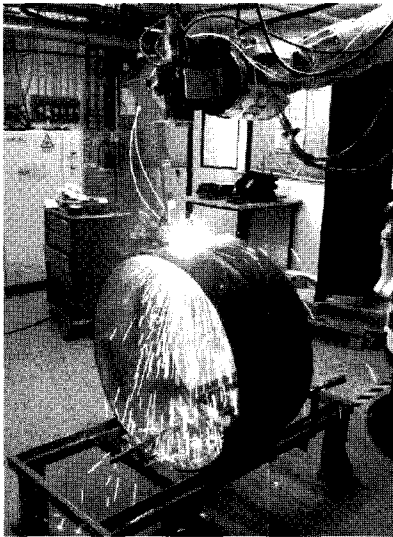


Fig. 16 Girth welding equipment using fiber laser

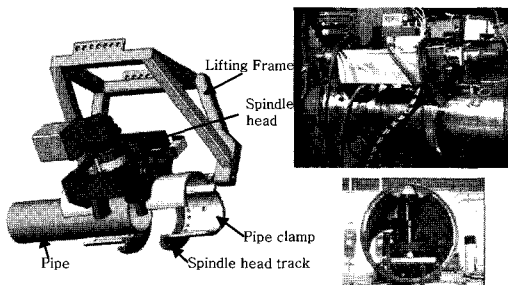


Fig. 17 FSW equipment for girth welding

기술개발이 이루어져 있다<sup>56)</sup>.

Fig. 17은 girth용접을 위한 FSW장치를 나타낸 것이다<sup>55)</sup>. PCBN툴을 사용하여 500~600rpm의 톨 회전속도로 100~150mm/min의 용접속도로 용접한 결과, 톨의 회전에 의해 용접부의 조직이 미세화되어 인장강도 및 충격인성이 모재보다 높은 양호한 용접부를 얻을 수 있었다.

## 6. POSCO에서의 라인파이프용 강재 개발 현황

POSCO에서는 1970년대 초반부터 라인파이프용 강재개발을 시작하여 80년대 초까지 가장 활발한 개발활동을 하였으나 본격적인 상업생산을 위한 조업기술의 부족과 설비적인 제한이 있었다. 따라서 80년대에는 관련설비의 보강과 제조기술의 정착을 위해 집중적인 노력을 기울인 결과, 90년대에는 70kg/mm<sup>2</sup>급 이상 고강도강 개발과 대형 파이프라인 프로젝트건설에 필요한 강재를 본격적으로 공급할 수 있었다<sup>56)</sup>.

Table 6은 API규격별 강재개발 현황을 나타낸 것으로 현재 POSCO에서는 극한지용 강재는 API X80, X100 및 X120의 후판제품을 개발완료 하였으며 양산을 위한 준비중에 있다<sup>57)</sup>. 내Sour보증용 강재의 경우 API X70을 소개개발을 완료하였으며<sup>56)</sup>, 변형기준 설계 강재의 경우, API X80, X100 후판재를 최근 소개개발 완료하였고 강관평가중에 있다<sup>58)</sup>. 이 들 중 최근에 개발된 라인파이프용 강재에 대해서 강재 및 용접부 특성에 대해서 소개하기로 한다.

Table 7과 Table 8은 극한지 적용 고강도 라인파이프강재 API X80~X120까지의 합금성분과 기계적 성질을 나타낸 것이다<sup>57)</sup>. POSCO가 개발한 라인파이프 강재는 요구하는 spec을 상회하는 우수한 물성을 나타냄을 알 수 있다. Table 9는 API-X80강재를 이용한 seam용접부 및 girth용접부의 기계적 성질을 나타낸 것이다<sup>58)</sup>. seam용접은 3전극 SAW를 사용하여 입열량 40kJ/cm으로 용접하였으며, girth용접은 입열량 12kJ/cm으로 Ar가스와 CO<sub>2</sub>가스비율을 8:2로 혼합한

Table 6 Development status of linepipe steel in POSCO

	API Grade				
	X65	X70	X80	X100	X120
Stress based design	●	●	●	■	▲
Sour service	●	▲	-	-	-
Strain based design	-	-	▲	▲	-

●: 상업생산완료, ■: 강관평가가 완료, ▲: 소개개발 완료

**Table 7** Chemical compositions of X80, X100 and X120 steels (wt. %)

Steel	C	Si	Mn	P	S	Others	C <sub>eq</sub>
X80	0.05~0.07	0.25	≤1.8	≤0.01	≤0.001	Mo, Ni, Cu, Ti, Nb, V	0.42~0.44
X100	0.05~0.07	0.25	≤2.0	≤0.01	≤0.001		0.46~0.48
X120	≤0.05	0.15	≤2.0	≤0.01	≤0.001	Cr, Mo, Ni, Cu, Ti, Nb, V, B	0.52~0.58

**Table 8** Tensile properties of X80, X100 and X120 pipes (transverse direction)

Plate grade	YS (MPa)	TS (MPa)	DWTT SA% at -20°C	vE <sub>-20°C</sub> (J)
X80(19.1mmt)	553	630	99	488
X100 (19.8mmt)	743	844	100	220
X120(16mmt)	883	1023	80	259

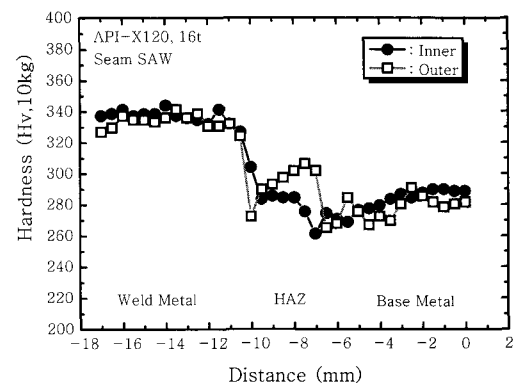
**Table 9** Mechanical properties of seam & girth welds for X80 grade steel plate

	TS (MPa)	vE <sub>-20°C</sub> (J)	
		Weld metal	Fusion line
Seam welded joint	664	140	110
Girth welded joint	646	289	237
Target	≥ 625	≥ 51	≥ 51

**Table 10** Mechanical properties of seam & girth welds for X120 grade steel plate

	TS (MPa)	vE <sub>-20°C</sub> (J)	
		Weld metal	Fusion line
Seam welded joint	968	144	181
Target	≥ 931	≥ 84	≥ 84

혼합가스를 사용하여 GMA용접을 실시하였다. 표에서 나타난 것과 같이 seam용접부에서는 -20°C에서 용접 금속 및 fusion line에서의 충격에너지가 각각 100J을 상회하는 우수한 충격인성과 목표강도를 만족하였으며, girth용접부에도 마찬가지로 우수한 강도 및 충격 특성을 가지고 있음을 알 수 있다. Table 10에 API X120 판재(두께:16mm)의 seam용접부 평가결과를 나타낸다. 용접방법은 API X80과 동일한 3전극 SAW를 사용하여 입열량 30kJ/cm에서 실시하였다. 강재의 강도가 증가함에 따라 파이프의 안전성 확보를 위해서 용접부에서 보다 높은 충격인성을 요구하게 되며, 표에 나타난 target은 알래스카 프로젝트에서 요구하는 spec으로 -30°C에서 84J이상의 고인성을 요구한다. seam용접부 물성평가 결과, 용접금속 및 fusion line에서 목



**Fig. 18** Hardness distribution of seam welded joint in X120 plate

표값을 충분히 만족하는 140J 이상의 높은 인성을 얻을 수 있었다. 또한, 이 때의 용접부의 경도분포를 Fig. 18에 나타내었다. 용접금속부는 경도가 약 340Hv로, 모재대비 약 17%정도 overmatch되어 있음을 알 수 있으며 입열량이 높지 않아 뚜렷한 HAZ 연화현상은 관찰되지 않았다.

일반적으로 판재를 파이프형상으로 성형하는 과정에서 판재의 기계적 성질은 변화한다. 특히, YS, TS는 증가하며, DWTT, CVN Energy는 저하된다[58]. 즉, 판재상태에서 요구하는 물성을 만족하였다 하더라도 파이프 상태에서의 물성은 보증할 수는 없다. POSCO에서는 판재상태의 물성 뿐만 아니라 파이프상태에서의 물성 보증을 위해 2005년도에 API강재가공연구센터를 설립하였으며, UOE simulator를 이용한 파이프 조관 전후 물성 변화 양상을 분석하고, RIST 강구조 연구소에 설치된 실관 좌굴 평가시험기를 이용하여 변형기준 설계 파이프에서 요구되는 중요한 물성인 한계 좌굴 변형률을 평가하는 등 고객사에게 보다 실질적인 도움이

되는 데이터를 제공하기 위한 여러가지 연구를 수행하고 있다<sup>25,57)</sup>.

## 7. 결 론

본 논문에서는, 라인파이프 강재의 최근 개발 동향과 용접성에 대해서 후판강재의 사례를 중심으로 소개하였다. 라인파이프 강재의 고강도, 고변형, 내sour특성 등의 요구에 부응하여 일본 철강사를 중심으로 현재 X120급의 고강도 강재가 개발 완료되었으며, 내지진, 극한지 등의 지반의 움직임에도 견딜 수 있는 고변형능 강재는 X100급까지 개발 완료되어 실제 파이프라인 적용을 기다리고 있다. 국내에서는 POSCO를 중심으로 현재 고강도 X120강재 및 고변형능 X100까지의 기술 개발을 완료하였으며 개발된 강재에 대한 우수한 용접부 품질을 확보하였다. 이러한 강재의 고기능화에 따라 용접부에서의 품질보증에 대한 요구수준이 더욱더 높아지고 있으며, 이를 해결하기 위한 저입열용접, 고효율 용접법의 개발 및 고강도 용접재료 개발 등이 진행되고 있다.

이와 같은 라인파이프 시장의 추세에 발맞춰 국내에서는 현재 가스수송을 위한 파이프재로 사용되고 있는 X65급 강재를 X70급으로의 전환을 검토중에 있다<sup>59)</sup>. 하지만, 기존 국내의 girth용접은 수동용접인 SMAW 법이 주로 적용되어 왔으며, 향후 고강도 강재 적용시 girth용접부의 품질 균일화, 고효율·자동화 GMAW기술개발 등이 시급히 해결해야 할 과제로 남아있다. 따라서, 국내 라인파이프 분야의 기술 향상을 위해서는 강재의 개발 뿐만 아니라 고강도 라인파이프 강재에 대한 seam, girth용접 공정에 대한 경험이나 기초 데이터의 확보 및 국산 고강도 용접재료 개발 등이 시급히 진행되어야 하겠다.

## 참 고 문 헌

1. N. Sanderson et al.: Study of X100 line pipe costs points to potential savings, Oil & Gas Journal, Vol. 97(1999), 54-57
2. H. Asahi et al.: Pipe Production Technology and Properties of X120 Linepipes, Proc. 13<sup>th</sup> International Offshore and Polar Engineering Conference, ISOPE, Honolulu, Hawaii, USA(2003)
3. M. Graf:Development of Large-Diameter Linepipe for Offshore Applications, Pipeline Technology Conference, Ostend, Belgium(2000), 221-233
4. N. Ishikawa et al.:High-Grade Linepipe for Heavy Sour Environment, Pipeline Technology Conference, Ostend, Belgium(2004), 1633-1648
5. S. Endo et al.: Application of Grade 550(X80) and Grade 690 (X100) in Arctic Climates, Proc. of the international Pipe Dreamer's Conference, Yokohama, Japan(2002), 273-288
6. A. Glover: Application of Grade 550(X80) and Grade 690 (X100) in Arctic Climates, Proc. of the international Pipe Dreamer's Conference, Yokohama, Japan(2002), 33-52
7. 노광섭 외:고장력 API 강관용 강재의 제조기술 및 사용기술, 제8회 기술강습회, 대한금속학회 포항지부(1998), 23-44 (in Korean)
8. Hitoshi Asahi et al.: Development of Ultra High-Strength Linepipe X120, Nippon Steel Technical Report, No. 380(2004), 70-75(in Japanese)
9. Y. Wang:The situation of advanced grade pipe steel in China, Pipeline Technology Conference, Ostend, Belgium(2004), 41-54
10. www.europolgaz.com
11. www.nord-stream.com
12. J. Malcolm Gray: Recent Development in Plates and Linepipe Steels, Microalloying International Inc., September(1999), 50
13. C. W. Petersen:Improving Long-Distance Gas Transmission Economics, 120 development overview, Pipeline Technology Conference, Ostend, Belgium (2004), 3-30
14. API(American Petroleum Institute):Specification for Line Pipe, API specification 5L, 44th edition, October 1(2007)
15. Okatsu Mitsuhiro et al.: Development of High Deformability Linepipe with Resistance to Strain-aged Hardening by Heat Treatment On-line Process, JFE Technical Report, No. 17(2008), 20-25(in Japanese)
16. Terada Yoshio et al.: Development of API X100 UOE Line Pipe, Nippon Steel Technical Report, No.362(1997), 38-42(in Japanese)
17. Tamehiro Hiroshi et al.: Ultra-High Strength, Weldable Steels with Excellent Ultra-Low Temperature Toughness, US-Patent, 1998-123625 (1998)
18. Koo Jayoung et al.: Ultra-High Strength, Weldable, Essentially Boron-Free Steels with Superior Toughness, US-Patent, 1998-123859(1998)
19. Bangaru.Narasimha-Rao V et al.: Ultra-high strength, weldable, boron-containing steels with superior toughness, US-Patent, 1998-123791(1998)
20. Luton Michael J et al.: Method for Producing Ultra-High Strength, Weldable Steels with Superior Toughness, US-Patent, 1998-123858(1998)
21. Koo Jayoung et al.: Method of Preparing a High Strength Dual Phase Steel Plate with Superior Toughness and Weldability (LAW219), US-Patent, 1994-349856(1994)
22. Fujiwara Kazuki et al.: High-Toughness, High-Tensile-Strength Steel and Method of Manufacturing the Same, US-Patent, 2000-482527(2000)
23. D. DeGeer, C. Timms, and V. Lobanov (2005),

- "Blue Stream Collapse Test Program", Proceedings of the 24<sup>th</sup> Arctic Engineering, OMAE2005-67260, Greece, June
24. V.Schwinn, A.Parunov, J. Bauer and P. Stepanov, (2008), "SAWL 485 for 48" Offshore Application in Thickness Up to 41mm", IPC2008-64520, Proc. of IPC 2008, 7<sup>th</sup> International Pipeline Conference, September, Calgary, Canada
  25. D.H. Seo, J.Y. Yoo, W. H. Song, K.B. Kang (2008), "Development of X100 Linepipe Steel with High Deformation Capacity", IPC2008-64220, Proc. of IPC 2008, 7<sup>th</sup> International Pipeline Conference, September, Calgary, Canada
  26. Nobuyuki Ishikawa et al.: Design Concept and Production of High Deformability Linepipe, IPC2006-10240 Proc. of IPC 2006, 6<sup>th</sup> International Pipeline Conference, September, Calgary, Canada
  27. T. Hara, Y. Shinohara, H. Asahi and N. Doi (2008), "Metallurgical Design and Development of High Deformable X100 Line Pipe Steels Suitable for Strain Based Design", IPC2008-64234 Proc. of IPC 2008, 7<sup>th</sup> International Pipeline Conference, September, Calgary, Canada
  28. B.R. Keville et al.: Fundamental Factors Affecting Weld Bead Shape When Using Multiple Submerged Arc Welding Systems, Pipeline Technology, V1 (1995), 139-149
  29. 長谷 薫: Recent Progress in Welding Materials and Welding Process, 西山記念技術講座(1996)(in Japanese)
  30. Yoshitomi Okazaki et al.: Effects of Boron on Microstructure in Weld Metal, Preprint of the National Meeting of JWS, Vol. 69,(2001), 170-171
  31. Hitoshi Hatano et al.: Effects of Ti and B on Microstructure in High Strength Weld Metal, Preprint of the National Meeting of JWS, Vol.69, (2001), 172-173
  32. N.V.Bangru et al.: Microstructural Aspects of High-Strength Pipeline Girth Welds, Pipeline Technology, Vol. 2(2004), 789-808
  33. Mutsuo Nakanishi et al.: Development of Narrow Gap Submerged Arc Welding, Sumitomo Technical Report, Vol.35-2(1983), 13-19(in Japanese)
  34. Terumi Nakamura et al.: Development of Ultra-Narrow Gap Arc Welding, CAMP-ISIJ, Vol.16 (2003), 356-359(in Japanese)
  35. Choong Myeong Kim: A Technology Related with Guaranty of Weldability for the API Steels, Bul.Kor.Inst.Met&Mater, Vol.12-4(1999), 453-463 (in Korean)
  36. M. Imagunbai et al.: Advanced Steel for Low-Temperature Service, Proc.Int.Conf. HSLA Steels, Beijing(1985), ASM&CSM, 557-566
  37. K. Yamamoto et al.: A Newly Developed Ti-Oxide Bearing Steel Having High Toughness, Residual and Unspecified Elements in Steel, ASTM STP 1042(1989), 266-284
  38. R. Chijiwa et al.: Extra High Toughness Titanium-Oxide Steel Plates for Offshore Structures and Line Pipe, Proc.7<sup>th</sup> Int. Conf. OMAE, Houston, USA (1988), ASME, 165-172
  39. Y. Terada et al.: Titanimu-Oxide Bearing Steels for Offshore Structure, Proc. 2<sup>nd</sup> Int. Conf. HSLA Steels, Beijing(1990), TMS, 519-524
  40. Sang Yong Shin et al.: Effects of Complex Oxides on HAZ Toughness of Three API X80 Linepipe Steels, J. Kor. Inst. Met& Mater, Vol.46-4(2008), 199-208
  41. M.G. Hudson et al.: Girth Welding of X100 Pipeline Steels, Proceedings of IPC2002, 4th International Pipeline Conference, September 29-October 3(2002), Calgary, Alberta, Canada
  42. A. Kojima et al.: Development of YS500MPa Class TMCP Steel Plates for Offshore Structures, Proc.20<sup>th</sup> Int. Conf. OMAE, Rio de Janeiro(2001), ASME, MAT-3241
  43. Fukuhisa Matsuda et al.: Effect of M-A Constituent on Fracture Behavior of 780 and 980 MPa Class HSLA Steels Subjected to Weld HAZ Thermal Cycles, Trans.JWRI, Vol.23-2(1994), 231- 238
  44. J. M.B. Losz et al.: HAZ Microstructures in HSLA Steel Weldments, USA-Japan Symposium on Advances in Welding Metallurgy, June 7-8(1990), San Francisco, USA, 323-357
  45. Ivan Hrivnak et al.: Investigation of M-A Constituent in High Strength Steel Welds, Trans. JWRI, Vol.21-2(1992), 9-31
  46. Ivan Hrivnak et al.: Investigation of Metallography and Behavior of M-A Constituent in Weld HAZ of HSLA Steels, Trans.JWRI, Vol.21-2(1992), 101-110
  47. S.A. Blackman et al.:Advanced Welding Processes for Transmission Pipelines, Pipeline Technology, Vol.2(2000), 371-387
  48. D.P. Fairchild et al.: Girth Welding Development for X120 Linepipe, Proceedings of The Thirteenth International Offshore and Polar Engineering Conference, Honolulu, Hawaii, USA, May 25-30 (2003), 26-35
  49. Ishikawa Nobuyuki et al.:Ductile Cracking Criterion for High Strength Linepipe Girth Welds and Strain-Base Design,Quarterly Journal of The Japan Welding Society, 23-2(2005), 311-318(in Japanese)
  50. Brian D. Newbury et al.: Welding Engineering for High Strain Pipelines, Proc. 7th International Offshore and Polar Engineering Conf., Lisbon, Portugal, ISOPE(2007), 2996-3000.
  51. William Mohr: Strain-Based Design for Materials with HAZ Softening, Proceedings of IPC2006, 6<sup>th</sup> International Pipeline Conference, September 25-29 (2006), Calgary, Alberta, Canada
  52. J.C.Coiffier et al.: Combination of Laser Beam and Submerged Arc Process for the Longitudinal Welding of Large-Diameter Welded Pipes, Inter-

- national Symposium, Safety in Application of High Strength Steel, Trondheim Statoil Research Centre, Norway 1-2 July(1997), 1-17
53. Claus Thomy et al.: Laser and Laser-GMA Welding Applications using High Power Fiber Lasers, Workshop, Faserlaser, Dresden(2005)
54. G. S. Booth et al.: Applying Laser-Arc Hybrid Welding Technology for Land Pipelines, IWC-Korea(2002), 169-175
55. S.M. Packer et al.:Friction Stir Welding Equipment and Method for Joining X65 Pipe, Proceedings of The Fourteenth International Offshore and Polar Engineering Conference, Toulon, France, May 23-28 (2004), 55-60
56. Keun-Shik Song: Review of Steel Development for API Linepipe in POSCO-The Present and Future-, Bul.Kor.Inst.Met&Mater, Vol.12-4(1999), 439-444 (in Korean)
57. Jang-Yong Yoo et al.: New Development of High Grade X80 to X120 Linepipe Steels, International Pipeline Steel Forum, Beijing, China, March(2008)
58. Jang-Yong Yoo et al.: Development of X80 Linepipe Steels in POSCO, International Seminar on X80 and Higher Grade Line Pipe Steel 2008, June 23-24(2008), Xian, China
59. Woo-Sik Kim: The API Steel Material as a Concern of Consumer-Natural Gas Line Pipe, Bul.Kor.Inst.Met& Mater, Vol.12-4(1999), 497-511(in Korean)



- 송우현
- 1975년생
- POSCO 기술연구소
- 용접야금, linepipe용접
- e-mail : whsong@posco.com



- 서동한
- 1965년생
- POSCO 기술연구소
- 철강재료, Linepipe강재
- e-mail : donghanseo@posco.com



- 유장용
- 1960년생
- POSCO 기술연구소
- 철강재료
- e-mail : yoojang@posco.com