

解 説

UDC 669.14.018.292 : 620.193.27

海洋構造物における材料選択*

有 田 行 雄**・梶 本 勝 也***

Material Selection in Offshore Constructions

Yukio ARITA and Katsuya KAJIMOTO

1. ま え が き

海洋開発はその利用目的により大きくは次のように分けられよう。

- (1) 石油, マンガンノジュール等の海底資源の開発
- (2) 石油備蓄, 海上プラント等の海洋スペースの利用

(3) 波浪, 潮流, 潮汐等の海洋エネルギーの利用
これら海洋のもつ広大なポテンシャルを有効に利用するために, いろいろの種類の海洋構造物が開発, 建造されてきた。当然のことながら, これら種類や規模により設計思想や構造的特徴が異なり, 使用される鋼材に対する要求性能も違ったものになる。

ここでは, 各種海洋構造物の中で最も開発の歴史が古く海洋構造物の代名詞ともなっている石油掘削装置に焦点を絞り, 材料選択の現状と問題点について鋼材使用者側の立場から私見を述べてみる。

2. 石油掘削装置の鋼材とその選定法の現状

2.1 石油掘削装置の種類と使用鋼材

石油開発には試掘設備 (Exploration Platforms) と生産設備 (Production Platforms) とこれらを支援する諸設備 (例えば Pipe Line, Loading Terminal など) が必要となる。表 1 は現在多く建造されている石油掘削装置を用途, 型式, 構造から分類したものである¹⁾。装置に使用される鋼材は, その構造的特徴により大きく異なるので, 以下では構造的分類に従ってその概要を説明する。

2.1.1 半潜式石油掘削装置

半潜式石油掘削装置は, 水深約 500 m 以下の石油試掘を対象としたもので, 図 1 に示すように水面下に浮

表 1 石油掘削装置の種類¹⁾

用 途	型 式	構 造	使用水深
試 掘 用	移 動 式	半 潜 水 式	約500m以下
		甲板昇降式	約100m以下
生 産 用	固 定 式	ジャケット	約30~150m

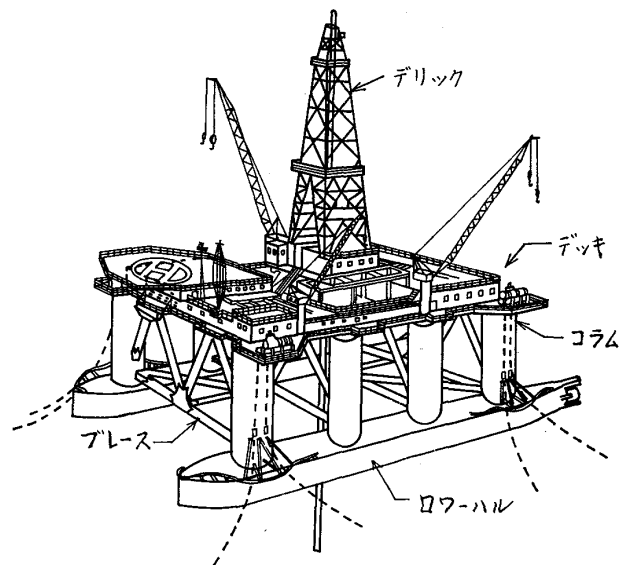


図 1 半潜式石油掘削装置 (第 5 白竜号)

体を有しており, これに注排水して水没させ波浪中の動揺が小さくなるように考慮された構造になっている。

本装置の作業性能を決定する重要な要素として, 作業用器材の許容積載量があり, これを大きくするためには構造重量をできるだけ小さくする必要がある。また半潜

* 昭和 53 年 10 月 17 日受付 (Received Oct. 17, 1978) (依頼解説) 昭和 53 年 11 月本会西山記念技術講座にて発表

** 三菱重工業(株)広島造船所 工博 (Hiroshima Shipyard and Engine Works, Mitsubishi Heavy Industries, Ltd.)

*** 三菱重工業(株)広島研究所 (Hiroshima Technical Institute, Mitsubishi Heavy Industries, Ltd., 4-6-22 Kannonshinmachi Hiroshima 733)

表 2 半潜水式石油掘削装置の鋼材使用区分例
(最低平均気温: -40°C)

部材名称	使用場所	ローワーハル	コラム	ブレース	デッキ
外 板		E	E	E, EH	—
バルクヘッド (強度部材)		E	—	—	E, EH
バルクヘッド (非強度部材)		A, B AH	A, B AH	A, B AH	A, B
ウェブフレーム リングフレーム		A, B, D	A, B, D	A, B, D	—
格 点 部 外 板		E*	E*	E*, EH*	E*, EH*
メインガーダ		—	—	—	E, EH
ガーダ, スティフナ		A	A	A	A, AH
デッキプレート		—	—	—	A, B

(注) (1) 上表はすべて船級規格材のグレードを示す。

(2) *印の鋼材は、低硫、非金属介在物低減処理した鋼を示す。

水状態では復元力を小さくすることにより固有動揺周期を長くして波との同調を避けようとしているわけであるが、最近では上部の作業用機器が大型化した関係もあつて復元力が過小気味である。これを改良するためにも構造の重量軽減が望まれる。

このような理由から、ブレースやデッキのメインガーダ等の主要構造部材には 50 kg/mm^2 級の高張力鋼が使用され重量軽減および重心を低くすることが計られる。なお、ローワーハルやコラムも主要構造部材に違いないが、これらの寸法は一般に強度よりむしろ安定性能から決まっております強度的に余裕のあるのが普通である。したがつて、これらに対しては高張力鋼を採用してもそれ程メリットが期待できないため、通常の 40 kg/mm^2 級の軟鋼材が主として使用される。

以上、まとめて表 2 に半潜水式石油掘削装置の鋼材使用区分例を示す。本装置は保険や船舶安全法の関係から船級協会の船級をとるのが原則となつているため、構造部材には一般に船級材が使用される。また鋼管格点部外板にはラメラテア防止のため非金属介在物の少ない耐ラメラテア鋼が使用されるが、詳細については 3.1 節で述べる。

2.1.2 甲板昇降式石油掘削装置

甲板昇降式石油掘削装置は、水深約 100 m 以下の石油試掘を対象としたもので、試掘時は昇降脚を海底に着底させて稼働するが、試掘が終わると昇降脚を引き上げ甲板部が船体となつて移動できる構造になつている。稼働水深がおおむね 50 m 以下と浅い場合は昇降脚は円柱形状により構成されるが、それ以上の大型のものになると波浪や潮流により脚に作用する外力の低減を計るため、図 2 に示すように三角形または四角形のトラス構造が一般に採用されている。また昇降設備としては油圧シリンダー方式のものとラックアンドピニオン方式のものがあるが、運転操作の容易さから最近では後者の方式が

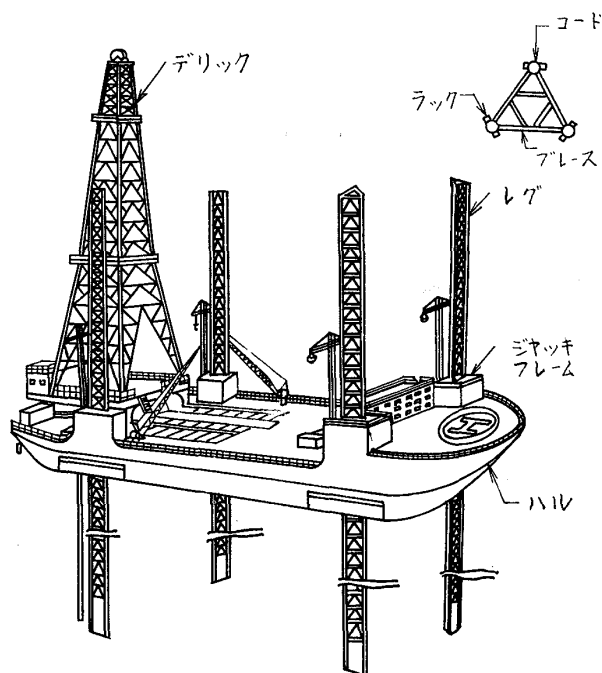


図 2 甲板昇降式石油掘削装置(サガースムラート)

表 3 甲板昇降式石油掘削装置の鋼材使用区分例
(最低平均気温: -10°C)

使用場所	部 材 名 称	$t \leq 19$	$19 < t$
ハ ル	外板, バルクヘッド (強度部材)	AH	DH
	デッキプレート (除く ボトムプレート, メインガーダ) インナーボトムプレート バルクヘッド (非強度部材)	A, B AH	
	メインガーダを構成する デッキプレート及びボトムプレート	AH	DH
	ガ ー ダ	A AH	B AH
	ス テ ィ フ ナ	A AH	
	レ グ ウ ェ ル	AH B	DH D
ジャッキ フレーム	コ ラ ム ガ ー ダ ブ レ ース	AH	DH
	ガイドシュー	AH B	DH D
レ グ	コ ー ド	HT60 HT70	
	ブ レ ース	HT80	
	ラ ッ ク	HT80	
	ガ セ ャ ッ ト	HT80	
	レ グ キ ャ ン	A, AH, HT60	

(注) (1) レグ以外は、船級規格材のグレードを示す。

(2) レグ用高張力鋼のシャルビー値は $3.5\text{ kg-m at } -30^{\circ}\text{C}$ にて選定

多用される。

本装置の場合も船級協会の船級をとるのが原則となつているため、船体を構成する構造部材には船級材が使用されている。しかし昇降脚には船級材ではカバーしきれない高応力が作用すること、および浮上して移動するときの安定性をよくするために軽量化を計る必要があるこ

とから $60 \sim 80 \text{ kg/mm}^2$ 級の高張力鋼が多く使用されている。またラックアンドピニオン方式の昇降設備の場合、ラック材として板厚が 100 mm を越える厚板の 80 kg/mm^2 級高張力鋼が採用されることがある。

以上、まとめて表 3 に甲板昇降式石油掘削装置の鋼材使用区分例を示す。

2.1.3 固定式石油生産プラットフォーム

石油試掘が成功すると、それを採取するための固定式石油生産プラットフォームが海洋に建設される。メキシコ湾に設置された初期プラットフォームは、水深も 30 m 以下と浅く H 型鋼や小径鋼管で作られていたようである²⁾。

しかし、しだいに深海の石油開発が進むにつれて生産プラットフォームも大型化し、大径の厚肉鋼管が広範に使用されるようになった²⁾。

一般の固定式プラットフォームは、海底にパイルを打ち込んで支えられているので、このパイルの作業台の組み合わせによつて型式が分類されているようである²⁾。

テンプレート型とは、パイルを打ち込むときにテンプレートを保持する作業台が海上に出ているものをいい、ほぼ水深が $20 \sim 40 \text{ m}$ に使用されている。

ジャケット型とは、このテンプレートが海底に達する長大なやぐらとなつたものをいい、海底に設置された状態で脚柱をガイドとしてパイルが打ち込まれる。水深がほぼ $30 \sim 150 \text{ m}$ の場合にこのジャケット型が使用される。

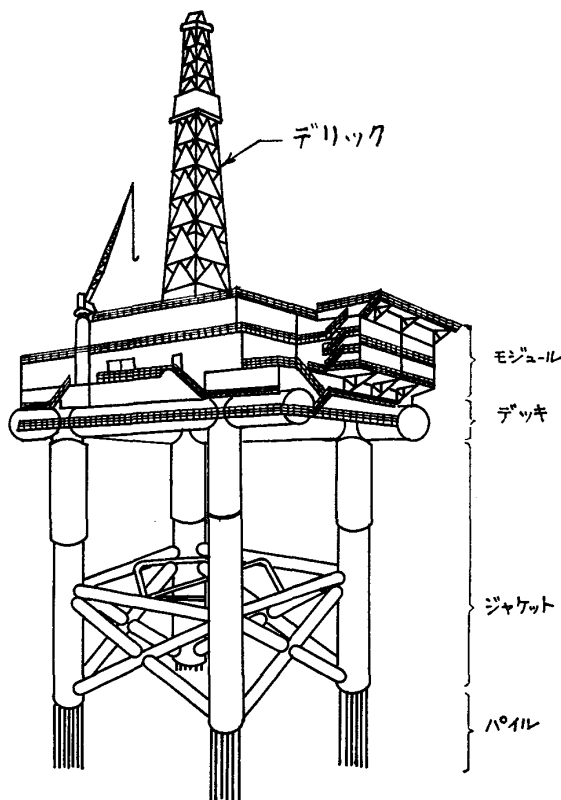


図 3 固定式石油生産プラットフォーム
(アラスカクック湾向け)

水深が 150 m 以上の大水深用になると、ハイブリッド型、タワー型およびパイルを使用しないグラビテ型等各種あるがその詳細については文献 2) 3) を参照とされたい。

最も典型的なジャケット型プラットフォームは図 3 に示すように、主要構造部分をモジュール、デッキ構造部およびジャケット構造部に分類できる。

モジュールは大型型鋼と鋼板による上部構造で、デッキはボックスガーダ、型鋼および鋼管の組み合わせによる構造となる。

ジャケットは海中にあつて波浪や潮流を受けるので、

表 4 固定式石油生産プラットフォームの鋼材使用区分例 (アラスカクック湾向け)

使用場所	部材名称	鋼材規格
モジュール	デッキ	ASTM A516
	バルクヘッド	ASTM A36 API 5L
デッキ	シリンダーガーダ	ASTM A516
	ボックスガーダ	ASTM A36
ジャケット	ブレース	ASTM A633 Gr. D
	コード	ASTM A36 ASTM A441 ASTM A633 Gr. D
パイル		ASTM A36 ASTM A441 ASTM A633 Gr. D

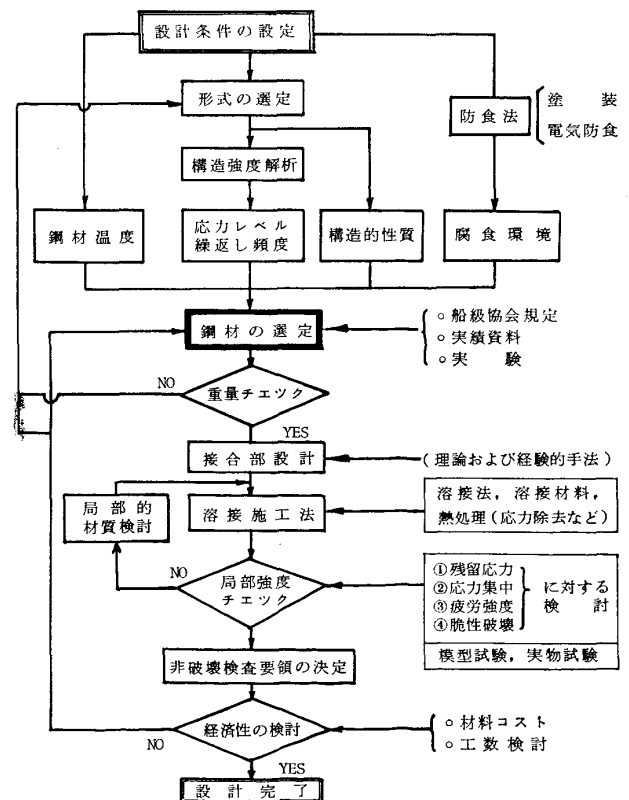


図 4 鋼材選定の流れ

これらの外力に対する抵抗を少なくするために鋼管を使用したトラス構造となり、大型で重量の占める割合も大きい。さらに鋼管の交差する格点部は応力集中も高く、材質の選定にあたっては特に注意を要する構造部となる。

以上まとめて表4に固定式石油生産プラットフォームの鋼材使用区分例を示す。なお、これらの使用区分はプラットフォームの設置される海域によつて異なるが、表4は当社が建造したアラスカクック湾向けの例を示したもの

である。

2.2 鋼材選定法

石油掘削装置は極寒、極暑、暴風、波浪等の厳しい気象、海象条件下で使用されることが多く、使用される鋼材には他の構造物以上に高い性能が要求される。すなわち、鋼材選定の要素として、設計面からは構造的特徴および稼動海域等に関し強度、靱性、延性、疲労強度、耐食性、耐候性等の項目が挙げられる。また施工面からは溶接性、加工性、均質性、熱処理性等があげられる。そ

表 5 石油掘削装置に関する各船級協会の鋼材選定規格

船 級 協 会	名 称	規 格 の 概 要
米 国 船 級 協 会 (ABS)	Rules for Building and Classing Offshore Mobile Drilling Units (1973)	設計温度に対して材料等級、板厚を規定し、溶接、非破壊検査についても指針を示している。
ノルウェー船級協会 (DNV)	Rules for the Construction and Classification of Mobile Offshore Units (1975)	設計温度に対し、材料等級、板厚を規定している。また、材料、溶接金属についてもその性質を規定している。
ロイド船級協会 (LR)	Rules for the Construction and Classification of Mobile Offshore Unit (1972)	構造部分を水中に没する部分と水面上に露出する部分とに分け、最低使用温度に対し、材料等級、板厚を規定している。
日本海事協会 (NK)	海洋構造物及び作業船等規準 (案) (1977)	設計温度に対し、材料等級、板厚を規定している。

表 6 米国船級協会 (ABS) の鋼材選定のガイドライン

ABS 鋼 種	二 次 部 材				主 要 部 材				特 殊 部 材			
	使 用 温 度				使 用 温 度				使 用 温 度			
	0	-10	-20	-30	0	-10	-20	-30	0	-10	-20	-30
A		19	12.5		19	12.5						
B		25.5	19	12.5	25.5	19	12.5		16			
D, DS				22.5			22.5	12.5	22.5	16		
DN				27.5			27.5	22.5	27.5	22.5	16	
DSN, CS, E									51		27.5	16
AH		25.5	19	12.5	19	19	12.5		19			
DH				19			19	12.5	19	16		
DHN				27.5			27.5	22.5	27.5	22.5	16	
EH									51		27.5	16

(注) 表の数値は許容最大板厚 (mm) を示す。斜線部は使用不可とする。

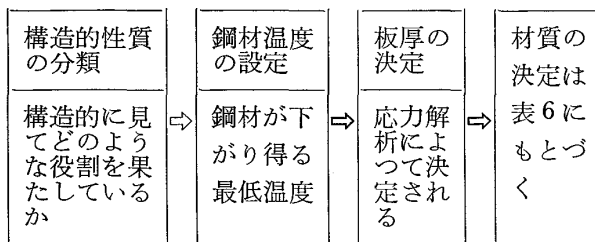
の他経済性（コスト）も鋼材選定の重要な要素となる。これら諸要素を勘案した鋼材選定の流れを示すと図4のようになる。

次に石油掘削装置に対する具体的な鋼材選定基準であるが、現在のところ各船級協会から表5に示すようなものが出されている。各基準とも使用温度に応じた材料等級および板厚を構造別に規定しており、これらにもとづいて鋼材の選定を行っている。

以下では代表例として米国船級協会の鋼材選定基準について紹介する⁴⁾。

(1) 鋼材選定の手順

鋼材選定は、下記の手順により行う。



(2) 構造的性質の分類

構造的性質は、特殊部材、主要部材および二次部材に分類され、半潜式石油掘削装置ではそのおおまかな定義は次のとおりである。

(i) 特殊部材

- a) ロワーハル、コラム、デッキの格点部外板
- b) プレースの格点部
- c) 主な荷重をうけるガーダ

(ii) 主要部材

- a) ロワーハル、コラム、プレース等の外板
- b) 主な荷重をうけないガーダ

(iii) 二次部材

- a) ロワーハル、コラム、プレースの一般的な内部構造部材
- b) デッキやハウスの一般的な構造部材

(3) 鋼材温度の設定

鋼材温度は、稼動海域における24h中の最低平均気温をベースにして、次のとおり設定する。

(i) 最低平均温度が、0°C以上の海域で稼動する装置は、すべての部材の鋼材温度を0°Cに設定する。

(ii) 外板およびプレース、コラムの内部構造部材では鋼材温度は最低平均気温と同じに設定する。

(iii) 最低吃水以下およびその近傍の部材、すなわちローワーハルの部材の鋼材温度は0°Cに設定する。

3. 鋼材選択上の問題点

以上述べてきたように、石油掘削装置は使用目的により各種型式があるが、その構造的特徴として大型の円筒部材が広範に使用され、かつ高張力鋼が多用される。さらに増大する石油需要を満たすために、より厳しい海洋

条件下での石油開発が行われるようになり、構造の大型化傾向も著しい。

もともと鋼管継手の溶接は平板のそれに比べてむずかしく、構造的にも応力集中が高いため、疲労、脆性破壊等の各種破壊に対して他の構造物以上に危険な状態下におかれる。しかも、使用される鋼材が高張力鋼であつたり、大型化して厚肉になつたりするとその危険性はますます高くなる。

そこで以下では、これら破壊を生ぜしめないようにするために、石油掘削装置の鋼材選択上とくに留意すべき事項と今後の問題点について述べてみたい。

3.1 鋼材の溶接性

石油掘削装置には高張力鋼が多用され、構造的にも拘束が大きく、さらに屋外工事が多いことから溶接割れが発生しやすい。とくに溶接熱影響部の低温割れと、その一種であるラメラテアがしばしば問題となるので、この二点に絞って言及してみる。

3.1.1 低温割れ

低温割れの発生は溶接時に侵入する拡散性水素、熱影響部の組織（硬化性）および拘束応力により支配され、これらに影響する重要因子として、次のものがあげられる。

- (1) 熱影響部の組織、硬化性を決定する鋼材化学組成
- (2) 溶接後の冷却速度を決定する予熱・層間温度
- (3) 溶接材料の拡散性水素量
- (4) 板厚、継手設計に依存する拘束応力の大きさ

このうち、最も一般的には(2)の予熱・層間温度が低温割れ防止手段として広く適用され、従来その規制値は実機継手の拘束条件のうち最も厳しいものに相当すると考えられる斜めY開先拘束割れ試験等をもとに決定されてきた。しかし、実機継手の中には拘束条件のゆるやかなものも多くあり、すべてに上述の規制値を適用することはあまりにも安全側すぎて不合理である。

最近、伊藤らは上述の割れ影響因子(1)～(4)の関係を総合的に評価できる溶接割れ感受性指数 P_w を提案した⁵⁾。

$$P_w = P_{CM} + \frac{H}{60} + \frac{K}{4 \times 10^4}$$

ここで

$$P_{CM} = C + \frac{Si}{30} + \frac{Mn}{20} + \frac{Cu}{20} + Ni + \frac{Cr}{20} + \frac{Mo}{15} + \frac{V}{10} + 5B(\%)$$

H = 溶接金属の水素量 (cc/100g)

K = 継手の拘束度 (kg/mm²・mm)

この関係を用いると、図5に示した手順に従って割れが発生しないための限界冷却時間が得られ、必要な予熱温度が決定できる。(その手順の詳細は文献6に示され

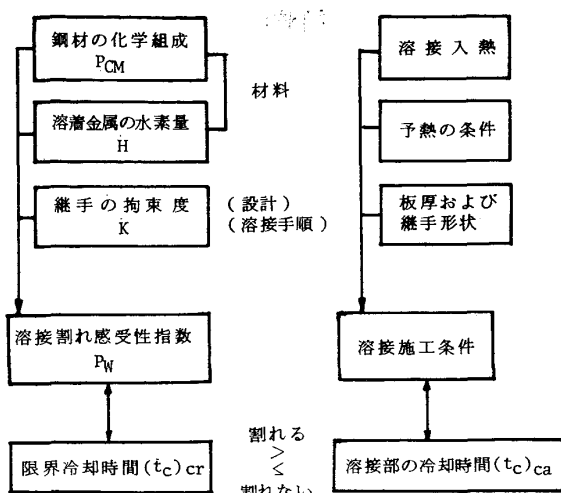


図 5 適正予熱温度決定のための手順

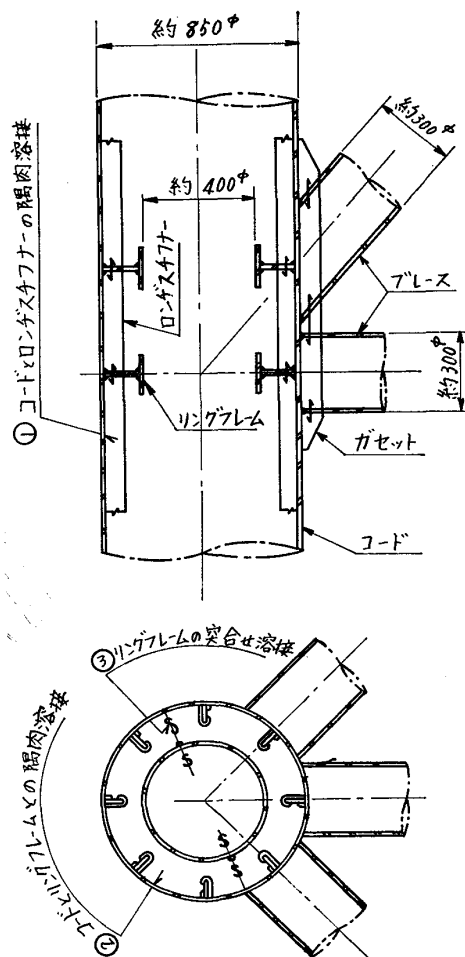


図 6 昇降式石油掘削装置の脚内補強材の溶接部詳細

ているので参照とされたい。)そこで、当社では石油掘削装置の各種継手形式の拘束度を大 ($K=70h$, h は板厚), 中 ($K=40h$), 小 ($K=20h$) に3分類し, それぞれに必要な予熱温度を鋼種, 板厚, 適用溶接法ごとに決定できる選定図表を作成し, 少しでも合理的な予熱基準

がとれるよう留意している。しかし, このような配慮をしても, 厚板の高張力鋼になると 100°C を越える高い予熱温度が必要となり, 例えば図 6 に示す脚内補強材の溶接例のように溶接作業そのものが非常に困難となるケースがしばしば生ずる。

最近, 予熱なしでも溶接割れが生じない, いわゆるクラックフリー鋼と呼ばれる鋼板が 60 kg/mm^2 級高張力鋼で開発され, 石油掘削装置でもその適用が検討されているが, 実際には 80 kg/mm^2 級の方がよりメリットが大きいので, 80 kg/mm^2 級高張力鋼においてもこの種の鋼板が開発されんことを望んでいる。

3.1.2 ラメラテア

圧延鋼板が多層すみ肉溶接されるとき, ラメラテアと呼ばれる板厚方向に剥離性の溶接割れが発生することがある。本割れの特徴は, 他の溶接割れに比べて補修が非常に困難なことで, 場合によっては部材の取り替え, あるいは廃却処分といった重大事態に発展しかねないことから, 重要な割れ現象として世界的な問題になつている。とくに石油掘削装置の鋼管格点部は溶着量が大きく, 板厚方向の拘束も大きい溶接継手 (例えば完全溶け込みの十字すみ肉継手など) が多くあり, ラメラテアが発生しやすいので注意を要する。

国内の石油掘削装置において初めてラメラテア事故が経験されたのは約 8 年前に建造された半潜式石油掘削装置であつた。本装置の格点部はインサート方式, すなわち図 7 に示すようにコラム外板の一部をローアール外板にあけたスロットに挿入して両側から完全溶け込みの溶接をするという非常に板厚方向の拘束が大きい構造になつており, インサートプレート (船級 E 級鋼) に写真 1 に示すような典型的なラメラテアが多数発生した。

このような石油掘削装置における事故例を契機として

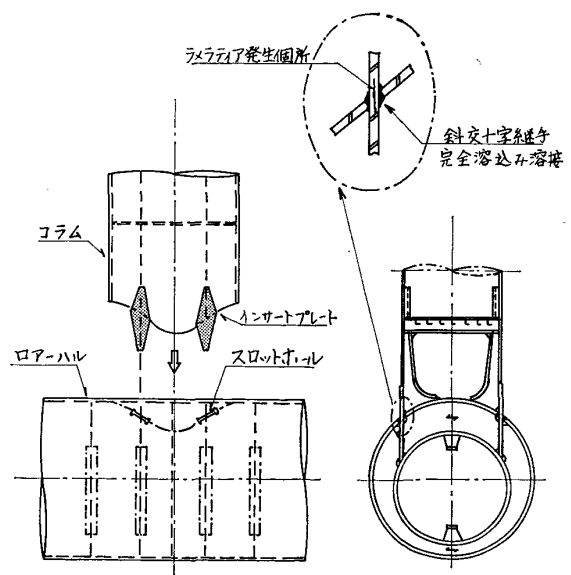


図 7 ラメラテアが発生した格点部の構造形式

表 7 ラメラテアの分類とその要因および防止対策⁷⁾

ラメラテアの分類とタイプ	代表的なラメラテア再現試験法	要 因	防 止 対 策
① ルート割れなどの低温割れ を起点とするラメラテア	クランフィールド形試験 Z方向クランフィールド形試験 Z方向インプラント試験 T形片側すみ肉継手試験	a. ルート割れ要因 (硬化組織, 水素量, 拘束) b. 圧延により伸ばされたMnS系 介在物 c. 水素ぜい化 d. 角変形による溶接ひずみまたは ノッチによる応力やひずみの集中	i) 鋼材の溶接割れ感受性組成 ii) 鋼材のS量または介在物の長さ iii) 溶接金属の水素量の低減 iv) 角変形の防止または応力やひず みの集中防止のための継手形式 と開先形状
② 介在物の開口を起点とし溶 接熱影響部に沿って伝ばす るラメラテア	Z方向窓わく拘束試験 定ひずみ式(バレストレント形) 試験 Z方向H形拘束試験 貫通板継手試験	a. 圧延により伸ばされたMnS系 介在物 b. SiO ₂ 系またはAl ₂ O ₃ 系介在物 c. 外的引張拘束 d. 水素ぜい化	i) 鋼材のS, Si, Al, Oの低減 ii) 鋼材に希土類元素の添加 iii) 鋼材の圧延条件と熱処理条件の 改善 iv) 外的引張拘束の緩和 v) 溶接金属の延性向上と水素量の 低減
③ 溶接熱影響部からかなり離 れた板厚中央付近に起こる ラメラテア	かど継手曲げ拘束試験 突出しなし貫通板継手試験	a. 圧延により伸ばされたMnS系 介在物 b. SiO ₂ 系またはAl ₂ O ₃ 系介在物 c. 曲げ拘束による溶接残留応力 d. ひずみ時効	i) 耐ラメラテア鋼の選定 ii) 圧延鋼材端面の機械加工 iii) 曲げ拘束度の低減 iv) 継手形式, 開先形状の改善 v) バタリング等の積層法の検討

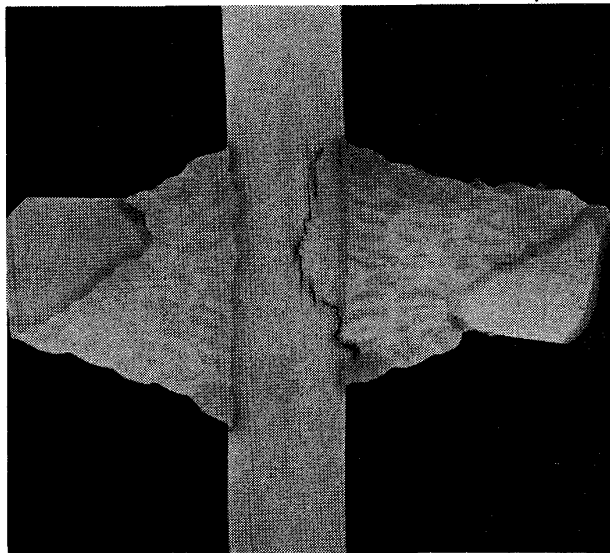


写真 1 ラメラテアの典型例

ラメラテア研究が活発化し、とくに国内では日本溶接協会鉄鋼部会 CSW 委員会, IL 委員会等を中心として精力的な共同研究活動がなされた。その結果、複雑なラメラテア現象もしだいに明らかにされ、各発生要因に対応する防止対策についても稲垣⁷⁾により表7のようにまとめられている。表からラメラテア防止には材料, 溶接設計, 施工面から総合的な諸対策が必要ことがわかったが, 中でも石油掘削装置において最も確実で効果的な方法となるのは材料面からの対策で, 問題となる構造箇所には次のような性能を持たせた鋼板をラメラテア対策材として使用し, さらに設計, 施工面からの配慮を加えて満足する結果を得ている。

- (1) 硫黄含有量 $S \leq 0.010\%$
- (2) 板厚方向引張強さ $\geq$ 圧延方向引張規格値 $\times 0.9$

(3) 板厚方向絞り値 $\varphi_z \geq 15\%$

このように耐ラメラテア鋼を使用すればほとんどのラメラテアは防止しうるが, 通常鋼よりかなりのコスト高となるのですべての継手に本鋼を使用するわけにはいかない。すなわち, ラメラテアの経済的防止をはかるためには, おおのこの継手にどの程度の材料規制を行うべきかを明確にすることが今後解決すべき重要課題となるであろう (この点に関しては, 当社ではモアレ法を適用して各種継手の板厚方向ひずみ値を計測し, 一応の使用区分を継手ごとに決めている)。

さらに, ラメラテアに関しては次のような問題もある。すなわち, 当社におけるラメラテア事故の経験例および I.I.W.IX 委員会の調査結果⁸⁾ 等から, ほとんどのラメラテア事故は鋼材の硫黄含有量が $S \geq 0.020\%$ のものに発生しているということである。いいかえれば, たまたま数パーセントの割合で混入していると思われる板厚方向特性の非常に劣る鋼材の存在のために多くのラメラテアが発生しているので, このような鋼材の混入を事前にチェックあるいは防げればラメラテア事故を大幅に減少できることになる。そのためには, 今後鋼材のラメラテア感受性を非破壊的に, しかも簡易に評価できる技術開発が重要課題となろうが, 需要家の立場からは通常の市販鋼材の硫黄含有量を確実に 0.020% 以下に抑えることのできる製鋼技術の進歩も望みたい。

3.2 脆性破壊強度

石油掘削装置, とくにその鋼管格点部は, 設計, 施工的にも複雑な継手形式になることが多く, 構造的な応力集中のほか溶接残留応力, 溶接欠陥, 靱性劣化等の各種破壊促進要因が重畳して存在する可能性が大きい。近年石油開発は低温でより深い海域へと指向する傾向にあり, 脆性破壊の防止は装置の安全性確保上従来にもまし

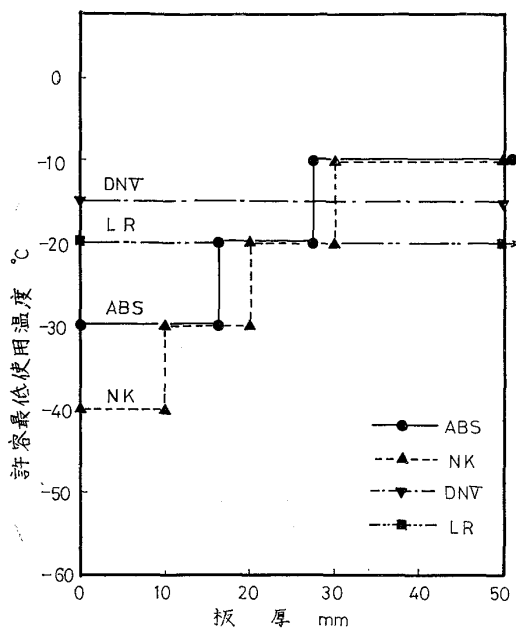


図 8 各船級協会規格の許容最低使用温度と板厚の関係 (格点部, E 級鋼)

て重要な要素となつている。

一般に、脆性破壊防止対策上必要不可欠のものとして、構造物がその使用条件下 (温度, 荷重条件など) において十分な破壊抵抗を有するよう適正鋼材を選定せねばならない。従来、石油掘削装置における鋼材選定は 2.2 節で述べたように各種船級協会規格が一般的に適用されてきた。しかし、これら各規格の考え方は船舶で得られた知識や過去の実績等にもとづいた経験則的なものである。そのため次に述べる問題がある。

図 8 は各規格の使用区分を同一基準上で比較するため、一例として格点部等の応力が最も高くなる構造部分について、E 級鋼の許容最低使用温度を板厚との関係でまとめおいたものである。図から明かなように規格により鋼材使用区分にかなりの差異が認められる。これは上述したように各規格が船舶等に準じた経験則的なものになつていることに原因があるようである。

もともと石油掘削装置と船体構造では構造形式がまったく異なっており、前者 (鋼管継手構造) の場合、図 9

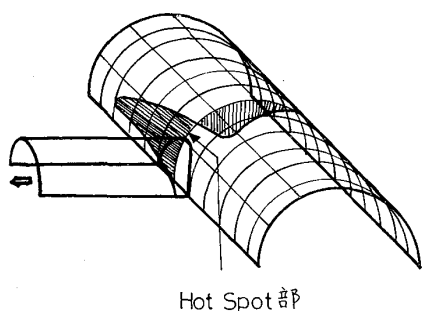


図 9 鋼管格点部における応力集中の状況

に示すように格点部に極めて高い応力集中部 (Hot Spot と呼んでいる) が存在するのが特徴である。そのため一般の平板構造の場合とは異なる脆性破壊特性を示す。

すなわち、図 11 は、図 10 に示す直交型鋼管継手模型体について脆性破壊試験を行つた結果を平板継手のそれと比較して示したものである⁹⁾。また、写真 2 はその時の破壊状況を示したものである。なお、使用した鋼材はいずれも板厚 20 mm の ABS 規格の Cr. EH 32 鋼である。鋼管継手特有の大きな拘束と高い応力集中は脆性破壊に大きく影響し、平板のそれに比べて破壊遷移曲線はかなり高温側に移行することがわかる。また、補強法 (Type III) によつては応力集中が緩和され、脆性破壊強度の向上に大きな効果があることもわかる。

したがって、今後石油掘削装置の鋼材選定法を理論的根拠のある合理的なものに変えて行くには、破壊力学等

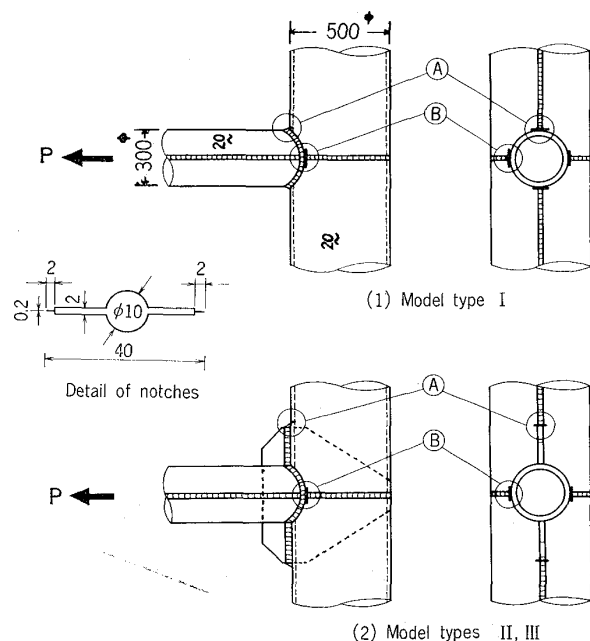


図 10 脆性破壊試験に用いた鋼管継手模型体の詳細

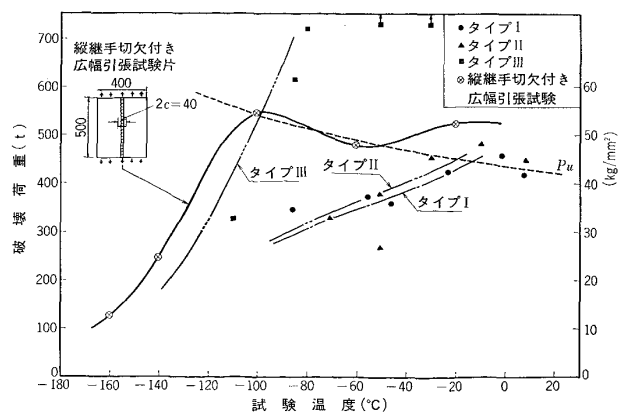
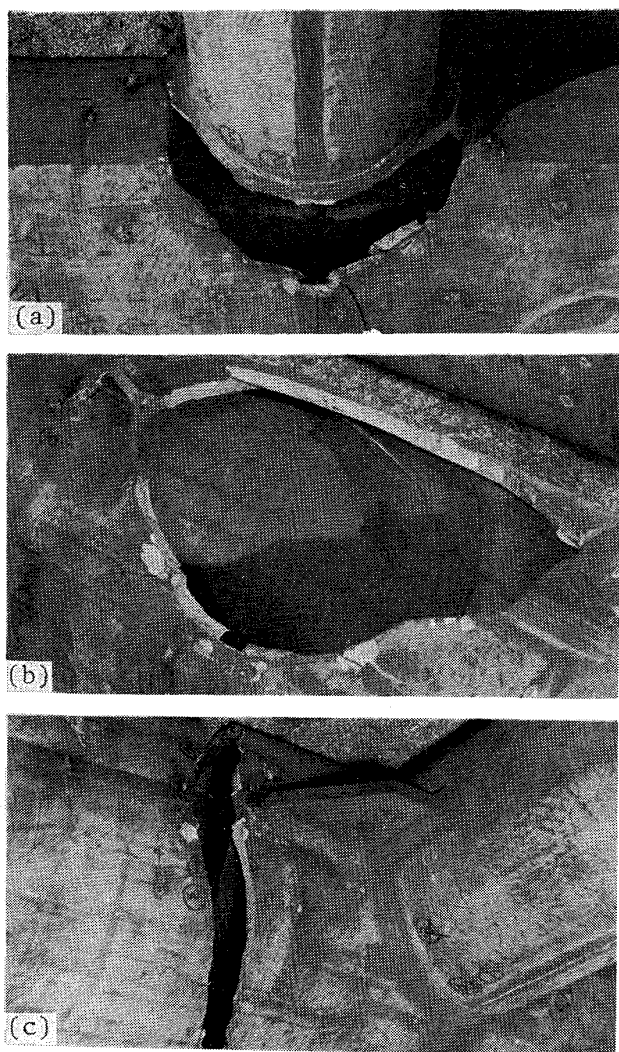


図 11 鋼管継手模型体の脆性破壊試験結果



(a) Type I (補強なし) -55°C
 (b) Type II (ガスケット補強) -70°C
 (c) Type III (ダイヤフラムリング補強) -80°C

写真 2 鋼管継手模型体の脆性破壊状況

を適用して破壊に及ぼす欠陥の影響を定量的に評価して行かねばならない。従来、石油掘削装置鋼管格点部のように、構造的な応力集中が激しく、破壊にかなりの塑性変形を伴う場合には線形破壊力学の適用が困難なうえに、破壊に及ぼす影響因子が複雑なことなどのためにその評価は容易でなかった。しかし、最近このような大規模降伏下の脆性破壊問題を評価しうる破壊力学理論、COD 概念および J 積分概念などが発達してきた。筆者らも COD 概念を適用して構造的応力集中部における欠陥からの破壊応力の定量的評価法について検討を進めている¹⁰⁾。近い将来、これら成果をもとに石油掘削装置の鋼材選定法をより合理的なものへと変えて行く所存である。

次に脆性破壊のもう一つの問題として、石油掘削装置に多用されている高張力鋼の場合、溶接により熱影響部の靱性が著しく劣化することがあげられる。

図 12 は軟鋼から 80 kg/mm^2 級の高張力鋼につい

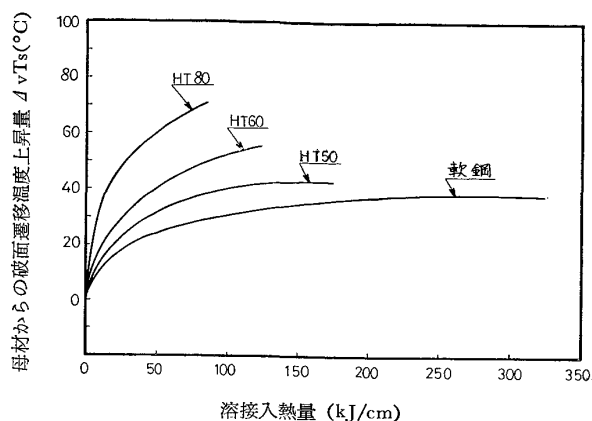


図 12 各鋼種溶接継手部 (Bond~Haz) の母材からの破面遷移温度上昇量 ΔvTs と溶接入熱量の関係

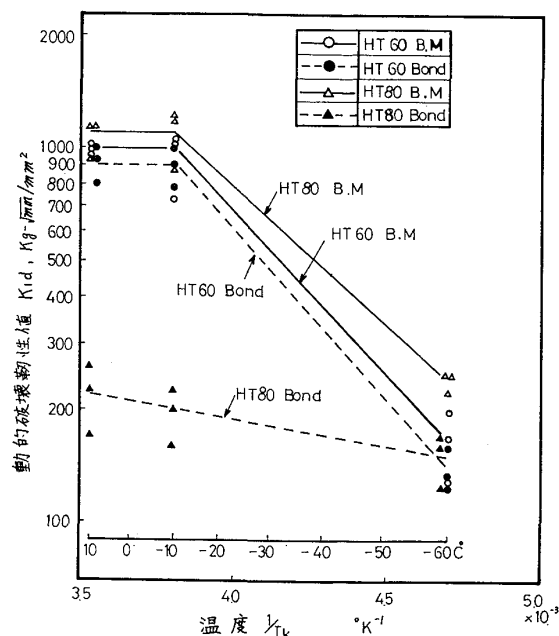


図 13 60 および 80 kg/mm^2 級高張力鋼の動的破壊靱性値

て、 2 mmV ノッチシャルピー衝撃試験の破面遷移温度が溶接によりどのように上昇して行くかを、多数のデータをもとに溶接入熱量との関係で定量的に示したものである¹¹⁾。強度が高くなるほど靱性は劣化して行くが、とくに調質型の高張力鋼である 60 および 80 kg/mm^2 の場合にその程度は大きくなることがわらう。これは、溶接の熱影響により母材の調質効果が約 1300°C 以上に加熱される粗粒域 (= ボンド部) において失われ、脆化が非調質鋼に比べて顕著になるためである。したがって、調質鋼の溶接に際しては、一般的には 60 kg/mm^2 級の場合 60 kJ/cm , 80 kg/mm^2 の場合 40 kJ/cm 程度の溶接入熱の制限が行われ、ボンド部の著しい脆化がないようにはかられている。

また図 13 は、市販の 60 および 80 kg/mm^2 級の高

張力鋼について、母材および溶接ボンド部の破壊靱性値を求めたものである。なお同図は、今後石油開発が寒冷海域で行われるようになった場合、流水の衝突等の動的荷重に対する安全性確保が必要になるとの観点から、計装シャルピー試験により動的破壊靱性値を求めたものである。図から、とくに 80 kg/mm^2 級高張力鋼のボンド部は脆化が著しく、破壊靱性値は比較的高温域においても低い値を示すため、低温海域用として使用するには現状ではかなりの不安のあることがわかった。

最近 $50 \sim 60 \text{ kg/mm}^2$ 高張力鋼については、大入熱溶接をしてもボンド部の脆化の小さい、いわゆる大入熱用鋼板が開発され一部の構造物ではすでに採用されていると言われているが、石油掘削装置の場合、大入熱溶接（多電極サブマージアーク溶接とかエレクトロガス溶接など）がほとんど使用されないため採用されるに到っていないようである。しかし、今後は寒冷海域向け石油掘削装置の需要増大が予想されることから、とくに厚板の 80 kg/mm^2 級高張力鋼においてこの種の鋼板が開発されることが望まれている。

3.3 疲労強度

石油掘削装置は波浪等による大きな繰り返し荷重を受け、過去装置に発生した破壊事故も疲労に起因するものが最も多い。したがって、疲労強度に対しては十分なる配慮が必要である。

装置にとつて疲労強度上とくに問題となるのは、前述した脆性破壊強度の場合と同様に鋼管格点部である。従来、この部分の疲労強度向上対策として主としてとられてきたのは、構造設計面での諸配慮（例えば設計応力の低減、応力集中緩和のための適切な補強法など）と施工面での諸配慮（例えばグラインダー等による溶接部の仕上げとか良好なビード形状が得られるような溶接の仕上げ法など）であつた。一方、材料面からは、例えば高張力鋼を採用しても疲労強度の格段の向上が望めないというように特別に有効となる方法がないために、脆性破壊防止の立場から材料選択がなされてきたわけである。

しかし、最近材料面からの疲労強度向上対策として、鋼管格点部を鋳鋼により一体成形することが考えられるようになった。すなわち、格点部を鋳鋼化することにより、

(1) 格点部の形状を滑らかにできるので、応力集中が緩和され疲労強度の大幅な向上が期待できる。

(2) 格点部の溶接および検査は非常にむづかしく、多少の溶接欠陥の存在は避けられないが、この点の信頼性向上が期待できる。

(3) 溶接工数の低減が期待できる。

(4) 精度保持が容易となる。

等のメリットが期待できる。このため、同一形状寸法の格点部が多数ある昇降甲板式石油掘削装置の昇降脚を主対象として、高強度 (80 kg/mm^2 級)、高靱性の鋳鋼格

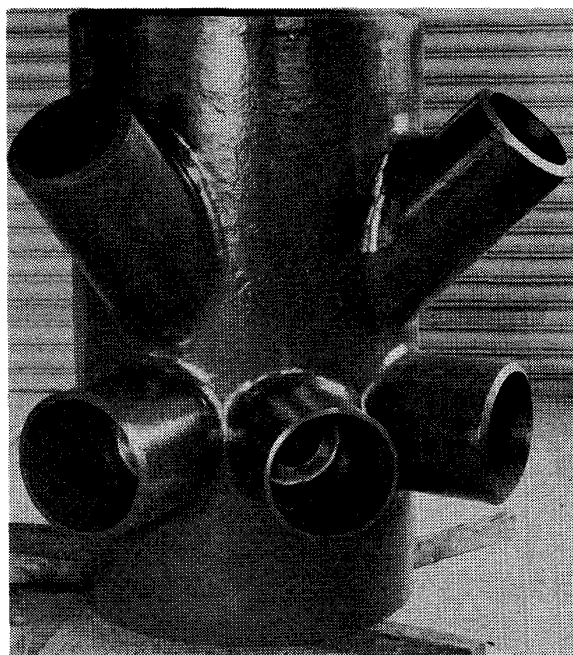


写真 3 80 kg/mm^2 級鋳鋼格点部材の試作結果

点部材の開発が盛んになされている¹²⁾¹³⁾。

当社においても Ni-Cr-Mo 系の 80 kg/mm^2 級鋳鋼格点部材の開発を試み、写真 3 に示すように強度 ($\sigma_B = 85 \text{ kg/mm}^2$)、靱性 ($vE \text{ at } -40^\circ\text{C} = 10 \sim 12 \text{ kg-m}$)、寸法精度、内部品質とも十分実用に供しうる製品試作に成功した。しかし、まだ次に述べるような問題点も残されており、実用化のためにはさらに研究開発が必要と考えている。

(1) 格点部の溶接がなくなるかわりに単管との円周溶接が新たに加わるので、溶接工数の低減が期待するほどなされず、溶接格点部材に比べてややコストが高くなる。

(2) 使用実績がまだ少ないため、実物大規模での各種破壊試験を積み重ね、安全性を十分に確認するとともに詳細な設計資料を得なければならない。

3.4 耐食性

石油掘削装置は海水中で長期間使用され、絶えず海水の腐食作用を受ける。このため稼動が長期化するにしたがつて海水と接触している部材の板厚は減耗して行くとともに、波浪等による繰り返し荷重との重畳効果により腐食疲労き裂の発生する可能性も生じ、装置の寿命を著しく低下させる要因となる。

鋼材の腐食速度は、鋼種、海水の成分（とくに溶存酸素量）、潮流および波浪等に影響され様でないが、例えば港湾構造設計基準¹⁴⁾では普通鋼材の腐食速度の標準値として表 8 のような値を示している。また、ロイド船級協会¹⁵⁾では表 9 に示すような腐食代を規定している。石油掘削装置では腐食雰囲気中におかれる鋼材面積は広大で、もし腐食代をとるとなるとそれによる重量増加は膨

表 8 鋼材の腐食速度の標準値
(港湾構造物設計基準)

腐食環境	腐食速度 (mm/y)
H.W.L.以上	0.3
H.W.L.と海底間	0.2
海底でい(泥)層中	0.05
残留水位以上	0.05
残留水位以下	0.03

表 9 LR の規定腐食代

防食要領	腐食代 (mm)
両面とも防食	0.5
片面のみ防食	1.5
両面とも無防食	2.5

大な量となる。さらに、局部的なピッチングコロージョンあるいは腐食疲労となると、単なる腐食代だけでは解決しえない面がある。したがって、防食対策が装置にとつて重要な課題となつてくる。

一般に石油掘削装置にとられる防食対策としては、塗装、電気防食および耐食性材料の使用等があげられる。これら防食対策が装置のおかれる腐食ふんい気に応じてどのように使用されているかを、固定式石油生産プラットフォームを例にとり示すと図 14 のようになる(その他の石油掘削装置についても、ほぼ同様の対策がとられる)。すなわち、洋上部とは海水に濡れないが、塩分を含んだ海洋大気の影響を受けて陸上の数倍も腐食するところで、通常塗装による防食が行われている。

干湿交互域とは、潮の干満および海水の飛沫によつて濡れたり乾いたりするところで、酸素の供給が十分で最も激しく腐食するため、塗装による防食に、さらに耐海

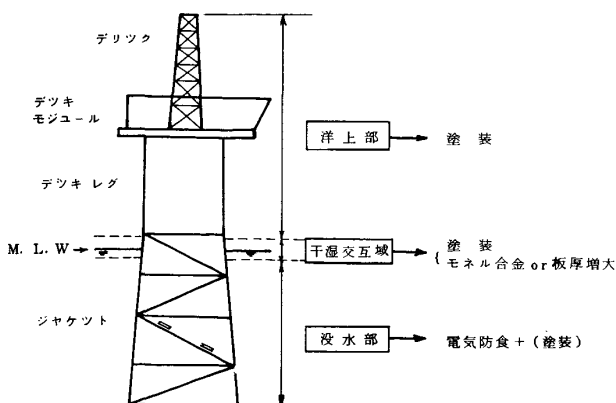


図14 石油掘削装置の腐食ふんい気と防食対策例

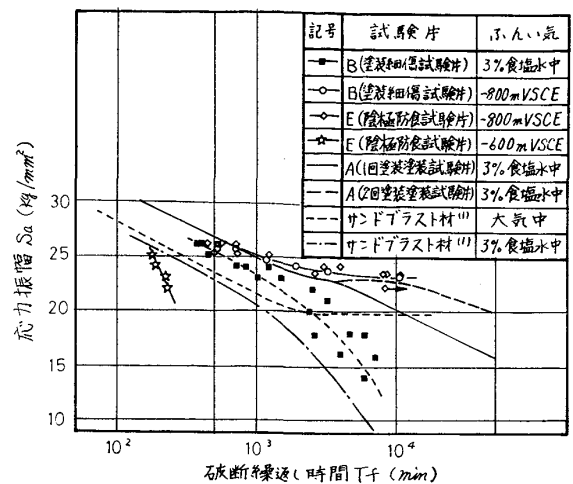


図15 陰極防食材の試験結果

水性材料であるモネル合金を上巻きしたり、あるいは腐食減量として普通鋼板で板厚を増しておく方法がとられる。没水部とは、常に海面下にあつて濡れた状態にあるところで、固定式では低潮位吃水線以下、半潜式では軽荷重吃水線以下の部分となる。この部分は長期の防食性が要求されるので電気防食が主流となるが、さらに塗装が併用されることもある。なお、電気防食には犠牲陽極を取り付ける内部電源(流電陽極)方式と不溶性電極と整流器を用いる外部電源方式があり、従来は前者の内部電源方式が用いられてきたが、最近ではメンテナンスの面から消耗による取り替えの少ない外部電源方式が採用されるようになった。

さて、これら防食対策の効果であるが、図 15 に海水ふんい気中の腐食疲労試験を行つて実験室的に調べた結果を示す¹⁶⁾。なお、使用した鋼材は船級軟鋼 KAK 鋼である。

図から明らかなように、無防食の試験片では、海水中では(一点鎖線)大気中の場合(点線)よりも寿命は短くなり、とくに長寿命域になるほどその差は顕著である。しかし、塗装を施すことにより海水中の疲労強度は大気中の疲労強度以上に改善でき、その度合は塗膜の厚さによつて左右される(実線および鎖線)。また、電気防食によつても同等以上の効果がある(-◇-印)。さらに塗装と電気防食を併用すれば、塗膜劣化後の防食効果をごくわずかな防食電流で期待することができ、腐食疲労防止対策として極めて有効である。

以上、実験室的試験により防食対策の効果は明らかにされたが、とくに電気防食等の場合、実際の大型構造物で完全な防食効果を果たしうるか、また防食にとりもなう電気化学的作用による侵入水素で溶接熱影響部などに水素脆化割れが生じないかという疑問が残る。この点に関しては、約 5 年間連続稼動をした石油掘削装置(主として軟鋼材を使用)を検査した経験では、防食はほぼ完全になされており、溶接部にも水素脆化割れなどは発見さ

れなかつた。したがって、軟鋼材については現在の防止対策であまり心配ないものと考えている。しかし、高張力鋼の場合は、一般に軟鋼より腐食の影響を強く受けることされており、溶接熱影響部の硬化も大きいので、上述の水素脆化割れ等の問題も無視できなくなり、防食対策については今後さらに研究を積み重ねる必要があるものと考えている。

また、現在石油掘削装置にとられている防食対策（塗装、電気防食など）をコスト面からみると、総製作費の3~4% となり、非常に大きなウェイトを占めている。さらに、稼動途中での塗装の補修および電極の取り替え等が必要となり、とくに固定式石油生産プラットフォームとか半潜水式石油掘削装置ではメンテナンス面で非常にやつかいな問題をきたしている。このような背景から、今後安くて溶接性がよくしかもメンテナンスフリーが期待できる鋼板の出現が望まれる。

4. む す び

以上、各種海洋構造物のうち石油掘削装置に焦点を絞って、材料選択の現状と問題点についてその一端を記した。文中でも述べたように、石油開発はより深く、より寒い海域へと進出しようとしており、装置はますます大型化し、強度、靱性等鋼材に要求される性能もさらに高いものが必要となるであろう。また、海洋スペース、海洋エネルギー利用等海洋開発の多様化に伴い、いろいろの種類の海洋構造物が新しく開発、建造されるようになり、そのたびに鋼材面にも新しい問題が生ずるのである。

これらに対応できるよう、今後とも鋼材技術のより一層の進歩が望まれる。

文 献

- 1) 河相 保: 溶接学会誌, 47 (1978) 3, p. 130
- 2) 谷垣 尚: 溶接技術, (1978) 8, p. 31
- 3) H. WINTERMARK: I. I. W. 1975 Portvin Lecture (1975)
- 4) B. L. ALIA, M. F. WHEATCROFT, and C. L. NULL: Offshore Technology Conference, Paper No. OTC 2647 (1976)
- 5) 伊藤慶典, 別所 清: 溶接学会誌, 37 (1968) 3,
- 6) 日本鋼構造協会技術委員会生産分科会工作基準小委員会溶接割れ研究班: JSSC, 8 (1972) 80, p. 22
- 7) 稲垣道夫: 溶接学会誌, 47 (1978) 1
- 8) 稲垣道夫, 山戸一成: 溶接学会誌, 46 (1977) 1, p. 52
- 9) 佐竹 優, 梶本勝也, 藤嶋和明, 石田 稔, 南 渚夫, 広実常登: 三菱重工技報, 13 (1976) 4
- 10) 永井欣一, 梶本勝也, 谷口清久: 日本造船学会論文集, (1978), 144
- 11) 矢島 浩, 山本 豊: 私信
- 12) K. HORI, T. TANAKA, T. MUKAI, and S. WATANABE: The Sumitomo Search, (1977), 17 May, p. 122
- 13) 中島 勉, 許斐光生, 国富 晃, 矢野 健, 長島 淳雄, 浅野皓二: 日本鋼管技報, (1978) 76, p. 73
- 14) 日本港湾協会: 港湾構造物設計基準
- 15) LLOYD'S Register of Shipping: Rules for the Construction of Mobile Offshore Units (1972)
- 16) 永井欣一, 竹内信彦, 森 正浩, 矢島 浩, 山本 豊, 井上 寛: 三菱重工技報, 13 (1976) 4, p. 41