

劣化損傷の評価と対応

(2016年11月30日追補)

この追補は、2014年7月1日に改訂された“劣化損傷の評価と対応”2014年版の追補である。したがって、今後、**JPI-8R-12-2014**とは、この追補も含むものとする。

なお、この追補は、石油学会ホームページ上で、該当箇所のみを示す。2016年11月30日の追補は次の箇所(赤字+囲み部)である。

JPI-8R-12-2014の該当頁:2-3, 12.13頁(管理番号 8R-12-2014 追補 01) 2

下線部 追記

~~二重取り消し線部 削除~~

3.1.2 水素侵食の発生範囲 水素侵食の発生限界は **API Publication 941** (第 5 版以降 **API RP 941**) のネルソン線図 (図 3.1.11) に示されている。しかし、このネルソン線図は、1949 年の発表以降、設備の使用実績に基づいてたびたび改訂されており、1990 年の第 4 版では、C-0.5Mo 鋼の損傷事例にもとづいて、同鋼種の曲線が削除された。また、最新版 (第 7 版、(2008 年) では、1.25Cr-0.5Mo 鋼の安全域における損傷事例が紹介されており、Cr 含有量はいずれも同鋼種の下限值に近いものであったが、同鋼種の使用に対して注意喚起されている。さらに、**第 8 版 (2016 年) では、溶接後熱処理を実施していない炭素鋼溶接部に関して、ネルソン線図の安全域における損傷事例が数件報告されたことを受けて、従来の炭素鋼の曲線の下に新たに溶接後熱処理なしの炭素鋼溶接部の限界線が追加された**が最近いくつか報告されており、~~API RP 941 委員会は高温水素サービスで使用されている溶接後熱処理未実施の炭素鋼機器と配管に対して、注意喚起している~~^[54, 55]。

石油精製装置において、水素侵食の発生の可能性がある主要装置及び系統を**表 3.1.1** に示す。これらの系統に設置されている設備には、一般的に、C-0.5Mo、1Cr-0.5Mo、1.25Cr-0.5Mo、2.25Cr-1Mo などの低合金鋼がネルソン線図に基づいて選定されている。また、防食を目的として、フェライト系ステンレス鋼、オーステナイト系ステンレス鋼などの耐食材料も使用されるが、これらは熱交換器チューブ若しくは設備内面のクラッド又はオーバーレイ材として使用される場合が多い。

なお、ステンレス鋼は、水素侵食に対し免疫的であるとされている。

JPI-8R-12-2014 の該当頁：12 頁 (管理番号 8R-12-2014 追補 01)

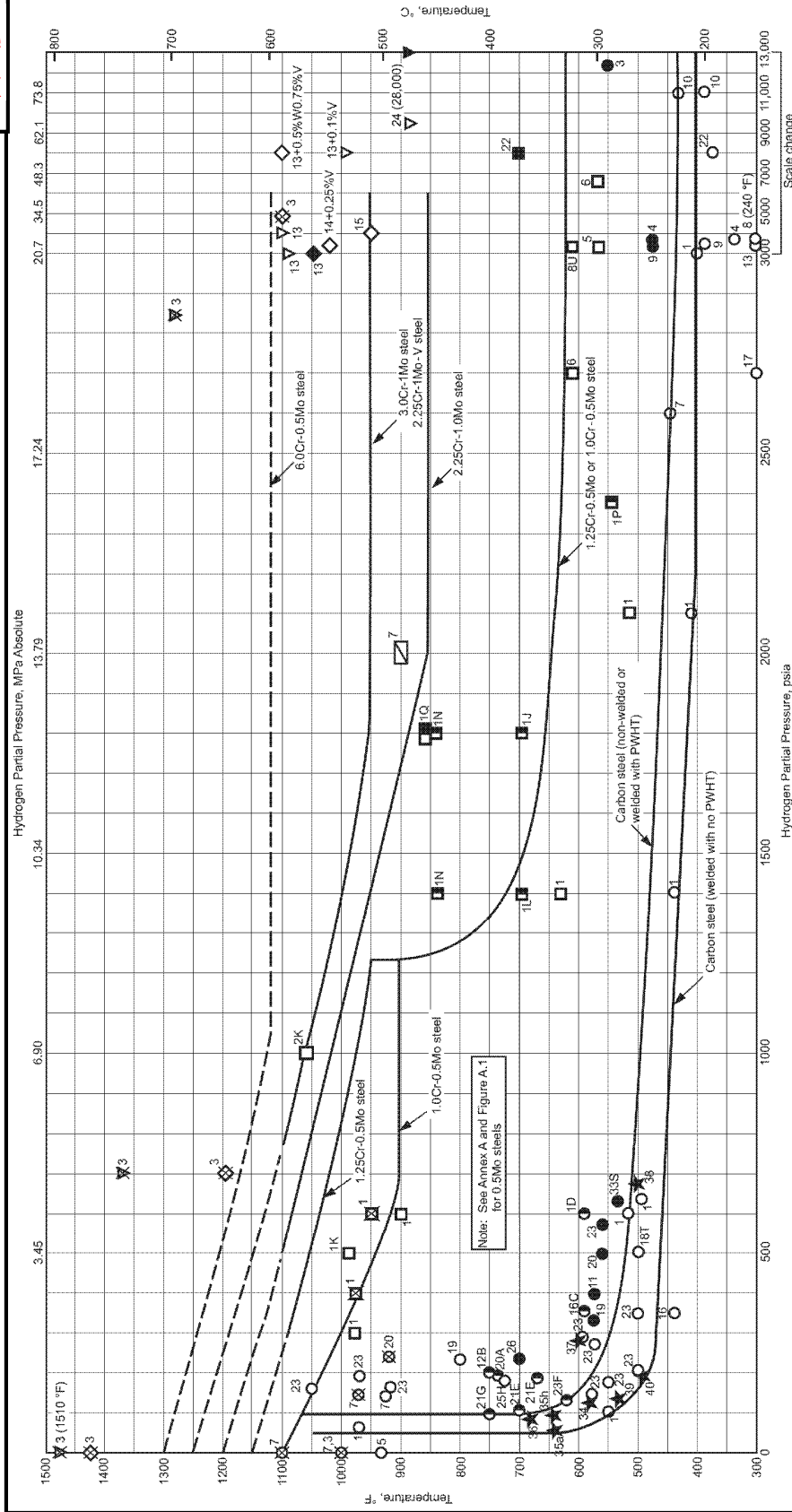
3.1.4 水素侵食に対する対応など

下線部 追記

~~二重取り消し線部~~ 削除

- d) 溶接後熱処理を実施していない炭素鋼溶接部に関して、~~最近、数件の~~海外での損傷事例が報告を
もとに 2016 年に限界線が見直されていることから、~~ネルソン線図の境界に近い条件で~~この境界
条件を超えて運転しているするものについては、検査対象とする必要があることが望ましい^[54]。
~~海外ではネルソン線図より 50° F / 50psi 下の範囲を検査対象とする例が報告されている^[55]。~~

図の修正



Legend:

Non-PWHT Carbon steel	☆	Internal decarburization and fissuring	⊗
Carbon steel	○	Surface decarburization	⊙
1.0Cr	□	See comments	◇
0.5Mo	■		
2.25Cr	▣		
1.00Mo	▤		
3.0Cr	◊		
1.0Mo	◆		
6.0Cr	▼		
0.5Mo	▽		

NOTE 1 The limits described by these curves are based on service experience originally collected by G.A. Nelson and on additional information gathered by or made available to API.
 NOTE 2 Austenitic stainless steels are generally not decarburized in hydrogen at any temperature or hydrogen pressure.
 NOTE 3 The limits described by these curves are based on experience with cast steel as well as annealed and normalized steels at stress levels defined by Section VIII, Division 1, of the ASME Code. See 5.3 and 5.4 in text for additional information.
 NOTE 4 Several failures of 1.25Cr-1Mo steel have been reported in the satisfactory region. See Annex B for details.
 NOTE 5 The inclusion of the 1.25Cr-1Mo-V class of steels is based on 10,000-Hr laboratory tests where these alloys were at least equal to the 3Cr-1Mo steel. See Reference [22] listed in the Bibliography.

Copyright © 1967 by G.A. Nelson. Production rights granted by author to API.
 This figure was revised by API in 1969, 1983, 1996, and 2015.

図 3.1.11 ネルソン線図 (API RP 941 第 8 版)

下線部 修正

劣化損傷の評価と対応

(2018年11月9日追補)

この追補は、2014年7月1日に改訂された“劣化損傷の評価と対応”2014年版の追補である。したがって、今後、**JPI-8R-12-2014**とは、この追補も含むものとする。

なお、この追補は、石油学会ホームページ上で、該当箇所のみを示す。2018年11月9日の追補は次の箇所である。

<u>JPI-8R-12-2014</u> の該当頁 : 62 頁 (管理番号 8R-12-2014 追補 02)	2
---	-------	---

JPI-8R-12-2014 の該当頁：62 頁 (管理番号 8R-12-2014 追補 02)

4.2 アルカリ応力腐食割れ (以下、アルカリ SCC という。)

4.2.2 アルカリ SCC の発生範囲 石油精製装置において、アルカリ SCC の発生の可能性がある主要装置及び系統を表 4.2.1 に示す。

表 4.2.1 アルカリ SCC の発生の可能性がある主要装置・系統

装置	系統	流体主成分	運転温度 (°C)	運転圧力 (MPa)	腐食因子
常圧蒸留装置	フィード系	原油	20~380	0.2~2.9	硫化物、塩化物、水、アルカリ、硫化水素
重質油水素化脱硫装置	ガス洗浄系	水素、硫化水素、アミン又はソーダ	50~140	0.05~17.6	硫化水素、アミン又はソーダ
水素製造装置	脱炭酸系	CO ₂ 、スチーム、水、アルカリ、アミン	90~130	0~0.02	CO ₂ 、凝縮水、アルカリ

注記 1. 装置、系統は、“石油精製装置の材料選定に関する資料” (石油学会編) の中から、アルカリ SCC の発生の可能性がある装置及び系統を抽出した。

2. 流体主成分、運転温度、運転圧力、腐食因子は、上記の石油学会編資料を引用した。

石油精製装置で使用されるアルカリ類は、NaOH などである。表 4.2.1 に示す常圧蒸留装置のフィード系では原油中の塩化物の中和、及び加水分解防止を目的として NaOH が注入される。また、重質油水素化脱硫装置のガス洗浄系ではガス中の硫化水素の吸収除去を目的として NaOH を使用することがある。

アルカリ SCC はこのようなアルカリ環境下で、一定のアルカリ濃度及び温度以上で使用される鋼に溶接、冷間加工による残留応力又は負荷応力による引張応力が存在する箇所が発生する。大部分の割れは結晶粒界割れで溶接金属、HAZ に隣接する母材に発生する。

また、通常の運転においてアルカリ SCC の発生しない安全領域であっても、運転停止時のスチーミングによる温度上昇や、上流装置から NaOH を含む水分がエントレインしてアルカリ SCC が発生した事例 (事例 4) があることを想定して検査を計画することが望ましい。

~~また、通常の運転温度がアルカリ SCC を発生させる温度以下であっても、運転停止時のスチーミングによる温度上昇により、アルカリ SCC が発生した事例もあるため、注意が必要である。~~

下線部 追記
 二重取り消し線部 削除

管理番号：8R-12-2014 追補 02 の解説

(事例 4) 2017 年 3 月に愛媛県の製油所の脱エタン塔においてアルカリ応力腐食割れにより LPG 漏洩が発生し、装置停止した事例を反映した。当該装置の上流にある水分離槽の内部フィルターの必要部品を取り付けず復旧したため、NaOH を含む水分が流入したことによりフィード段の周辺部(炭素鋼、応力除去焼純 未実施)がアルカリ応力腐食割れの発生する環境域となった結果、割れが進展した。(石連事事故事例報告書 保安 No.539)