Spis zawartości

1 Przedmiot specyfikacji 2
2 Zakres obowiązywania 2
2.1 Odstępstwa 2
3 Wymagania ogólne 2
3.1 Hierarchia ważności 2
3.2 Parametry obliczeniowe 3
3.3 Wytyczne do doboru materiałów do warunków technologicznych 4
3.4 Inne wymagania 5
4 Dokumenty związane 7
5 Normy 7
6 Karta zmian 9

1 Przedmiot specyfikacji

Niniejsza specyfikacja zastosowana w połączeniu ze standardowymi specyfikacjami technicznymi Grupy LOTOS S.A. ustala minimalne wymagania odnośnie projektowania, wykonania, montażu, kontroli i prób różnego rodzaju urządzeń, maszyn, aparatów, rurociągów i wyszczególnia ona związane z nimi normy.

2 Zakres obowiązywania

Specyfikacja ta ma zastosowanie przy sporządzaniu zapytań ofertowych i kontraktów dla nowo planowanych przedsięwzięć inwestycyjnych i modernizacyjnych Grupy LOTOS S.A..

Stanowi ona również podstawę do opracowania szczegółowych specyfikacji i zapytań ofertowych dla dostaw indywidualnych i pakietowych.

2.1 Odstępstwa

Wszelkie odstępstwa od niniejszej specyfikacji oraz specyfikacji, norm i dokumentów związanych łącznie z propozycjami, które wg oferenta urządzeń lub prac pokazują bardziej ekonomiczne i/lub lepsze technicznie rozwiązania muszą być przedstawione na piśmie do sprawdzenia i zatwierdzenia przez Grupę LOTOS S.A. Niedopuszczalne są żadne odstępstwa niezatwierdzone na piśmie przez Grupę LOTOS S.A..

Oferent winien zgłosić w formie pisemnej każdą niejasność w tej lub innej specyfikacji Grupy LOTOS S.A. lub niezgodność z przywołanymi dokumentami/normami i uzyskać pisemne wyjaśnienie Grupy LOTOS S. A..

3 Wymagania ogólne

3.1 Hierarchia ważności

W przypadku wystąpienia rozbieżności pomiędzy wymaganiami poszczególnych dokumentów należy zachować następującą hierarchię ważności:

- Aktualne polskie przepisy prawne
- Zapisy kontraktu i inne pisemnie uzgodnione wymagania Grupy LOTOS S.A.
- Arkusze danych zatwierdzone przez Grupę LOTOS S.A.
- Niniejsza specyfikacja
- Inne specyfikacje
- Rysunki i inne dokumenty
- Normy

3.2 Parametry obliczeniowe

3.2.1 Ciśnienie obliczeniowe

Ciśnienie obliczeniowe dla aparatów ciśnieniowych, aparatów reakcyjnych, wymienników ciepła, kolumn i rurociągów należy wyliczyć zgodnie z poniższymi wzorami:

- Maksymalne ciśnienie robocze + 2,0 bar lub
- Maksymalne ciśnienie robocze x 1,14

i wybrać większą z podanych wyżej wartości (dla maksymalnego ciśnienia roboczego uwzględniajacego wszystkie przypadki pracy, płukanie itd.).

W przypadku ciśnień roboczych powyżej 60 bar g oraz urządzeń lub rurociągów zabezpieczonych zaworami bezpieczeństwa, ciśnienie obliczeniowe ma być równe maksymalnemu ciśnieniu roboczemu x 1,1.

Minimalne ciśnienie obliczeniowe dla aparatów i rurociągów, które ze względów procesowych wymagają przeparowywania parą niskociśnieniową wynosi 6 bar g przy temperaturze 210 °C oraz F.V (pełna próżnia) w temperaturze 120 °C.

Minimalne ciśnienie obliczeniowe dla rurociągów winno wynosić 3,5 bar g. Minimalne ciśnienie próby hydraulicznej dla rurociągów podlegających pod UDT, ZDT winno wynosić 15,0 bar g.

Ciśnienie próbne należy ustalać zgodnie z odpowiednimi przepisami technicznymi i odpowiednią europejską dyrektywą.

3.2.2 Temperatura obliczeniowa

- Minimalna temperatura obliczeniowa powinna być równa maksymalnej temperaturze roboczej powiększonej, jeżeli nie ma innych przyczyn procesowych dla jej zwiększenia lub zmniejszenia, o 15 °C i w żadnym wypadku nie może być niższa od + (plus) 55 °C.
- Dla ujemnych temperatur roboczych (urządzeń i rurociagów izolowanych) należy przyjąć temperaturę obliczeniową równą +35 °C.
- Minimalna obliczeniowa temperatura metalu (MDMT) jest najniższą temperaturą metalu jaka może wystąpić w warunkach roboczych z uwzględnieniem minimalnej temperatury otoczenia - 25 °C (minus 25 °C). Przy określaniu MDMT należy uwzględnić parametry robocze podczas uruchamiania instalacji ze stanu zimnego
- Minimalna temperatura obliczeniowa dla aparatów (również rurociągów), które ze względów procesowych wymagają przeparowywania wynosi 210 °C przy ciśnieniu obliczeniowym 6 bar g oraz 120 °C dla F.V. (pełna próżnia).
- Temperatura maksymalna dla obiektów ogrzewanych parowo parą niskociśnieniową (urządzenia, rurociągi) dla obliczeń statycznych wynosi 240 °C, a dla obliczenia grubości ścianki wynosi 200 °C.

3.3 Wytyczne do doboru materiałów do warunków technologicznych

3.3.1 Korozja wodorowa

Dobór materiałów do pracy w warunkach stwarzających możliwość wystąpienia wysoko-temperaturowej kruchości wodorowej powinien się opierać na krzywych odporności na działanie wodoru zamieszczonych w publikacji API 941 „Steels for hydrogen service at elevated temperatures and pressures in petroleum refineries and petrochemical plants". Przy doborze materiału należy kierować się następującą zasadą : należy przyjąć ograniczenie maksymalnych warunków roboczych do 3,5 bar ciśnienia cząstkowego wodoru i 28 °C poniżej odpowiedniej krzywej odporności na działanie wodoru.

3.3.2 Wysokotemperaturowa korozja siarkowodorowa w obecności wodoru

W przypadku wysokotemperaturowej korozji siarkowodorowej w obecności wodoru należy kierować się zaleceniami API RP-939-C „Guidelines for avoiding sulfidation corrosion failures in oil refineries".

Krzywe Couper-Gorman powinny być używane do wyestymowania szybkości korozji będącej efektem wysokotemperaturowej korozji siarkowodorowej w obecnosci wodoru oraz doboru materiału i wartości wymaganego naddatku na korozję dla przewidywanego czasu eksploatacji urządzenia.

Austenityczne stale stopowe typu 18-8 lub plater (w przypadku zbiornikow o dużej grubości ścianki) powinny być używane jeżeli przewidywana prędkość korozji dla stali weglowej i niskostopowej przekracza 0,25 mm/rok. Materiałem podstawowym dla plateru lub napoin powinny być stale niskostopowe dobrane dla serwisu wodorowego.

3.3.3 Wysokotemperaturowa korozja siarkowodorowa bez obecności wodoru

W przypadku wysokotemperaturowej korozji siarkowodorowej w obecności wodoru należy kierować się zaleceniami API RP-939-C „Guidelines for avoiding sulfidation corrosion failures in oil refineries".

Modyfikowane krzywe "Modified McConomy Curves" powinny być używane do wyestymowania szybkości korozji będęcej efektem wysokotemperaturowej korozji siarkowodorowej w bez obecności wodoru oraz doboru materiału i wartości wymaganego naddatku na korozje dla przewidywanego czasu eksploatacji urządzenia. Austenityczne stale stopowe typu 18-8 lub plater (w przypadku zbiorników o dużej grubożci ścianki) powinny być używane jeżeli przewidywana predkość korozji dla stali węglowej i niskostopowej przekracza 0,25 mm/rok.

3.3.4 Chlorkowa korozja naprężeniowa

Dobór materiałów (stali) , włączając to stale kwasoodporne, do pracy w środowisku chlorków powienien być bardzo przemyślany, biorąc pod uwagę: steżenie chlorków, serwis suchy / mokry, korozję wżerową (pitting), możliwość przerwania pasywacji.

3.3.5 Korozja w środowsku H_2S

W przypadku mediów zawierających mokry H_2S istnieje możliwość wystąpienia korozji naprężeniowej wywołanej przez siarczki (SSC – sulfide stress cracking), pęknięć wywołanych wodorem (HIC - Hydrogen Induced Corrosion) oraz z pękaniem wodorowym ukierunkowanym według naprężeń (SOHIC – Stress-Oriented Hydrogen Induced Cracking).

Wartości ciśnienia cząstkowego H_2S, całkowita zawartość H_2S w fazie ciekłej oraz / lub inne parametry graniczne, powyżej których należy podjąć środki zabezpieczające przed siarczkową korozją naprężeniową (SSC) podane są w standardzie NACE MR0103.

Przy doborze i kwalifikowaniu materiałów dla wyposażenia mechanicznego, narażonego na działanie wymienionych rodzajów korozji należy kierować się wymaganiami zawartymi w NACE MR0103, NACE SP0472 oraz NACE 8X194.

3.3.6 Serwis Kaustyczny

Przy doborze materiałów dla urządzeń pracujących w serwisie kaustycznym należy kierować się zaleceniami NACE SP0403 „Avoiding Caustic stress corrosion cracking of carbon steel refinery equipment and piping".

3.4 Inne wymagania

Dobór i projektowanie urządzeń i części instalacji musi uwzględniać ciągłą pracę instalacji przez okres 5 lat (okres pomiędzy remontami kapitalnymi).

3.4.1 Urządzenia /rurociągi pracujące w strefie pełzania

- Kryteria kwalifikacji rurociągów do obliczeń na pełzanie:
  - rurociągi ze stali węglowej o średnicy nominalnej DN ≥ 4" pracujące w temperaturze powyżej 400 °C.
  - rurociągi ze stali stopowych o średnicy nominalnej DN ≥ 4" pracujące w temperaturze powyżej 475 °C.
- Czas obliczeniowy

Aparaty /rurociągi ciśnieniowe eksploatowane w strefie pełzania powinny być zaprojektowane na min. 100 000 godzin eksploatacji.

- Materiały

Materiały zastosowane do budowy części gorących powinny być całkowicie odporne na pełzanie co najmniej przez ten okres. Materiały po końcowej obróbce cieplnej powinny mieć jednorodną i drobnoziarnistą mikrostrukturę.

- Elementy próbne (do badań w trakcie eksploatacji)

Wraz z aparatem /rurociągiem powinny być dostarczone następujące elementy próbne (do badań):

- Prawidłowo oznakowane blachy próbne 250 mm x 250 mm będące próbką odpowiedniego materiału płaszcza i materiału dennicy (jedna blacha dla każdej pozycji)
- Jeden (1) odcinek rury zastosowanej na króćce aparatu, o długości 200 mm
- Dla każdego rurociągu: jeden (1) odcinek rury o długości 0,5 m i próbka do badań kontrolnych dla kolana o szerokości 250 mm lub kompletne kolano.

Przekazane materiały próbne powinny być poddane obróbce cieplnej w sposób identyczny jak odpowiadające im części aparatu lub rur i kolan. Próbki do badań zostaną użyte do badań mikrostruktury i własności materiału, żeby zebrać początkowe dane potrzebne do sprawdzenia stanu instalacji w czasie dalszej eksploatacji.

3.4.2 Naddatki na korozję i zabezpieczenie przed korozją

Jeżeli projekt podstawowy oraz odpowiednie normy i przepisy nie podaje specjalnych wymagań, należy zastosować następujące naddatki na korozję:

- 3 mm dla stali węglowej i niskostopowej,
- 0 ÷ 1,6 mm dla stali wysokostopowej kwasoodpornej oraz stopów nieżelaznych.

Dla wyposażenia wewnętrznego aparatów:

- 1 mm na każdą stronę dla stali węglowej i niskostopowej,
- 0,5 mm na każdą stronę dla stali wysokostopowej i kwasoodpornej oraz stopów nieżelaznych.

Naddatku na korozję nie powinno się stosować na zewnętrznych powierzchniach aparatów i dla podpór.

Przy projektowaniu i wykonawstwie należy uwzględniać wymagania normy PN-EN-ISO 12944-3 „Ochrona przed korozją konstrukcji stalowych za pomocą ochronnych systemów malarskich – cz. 3- Zasady projektowania.

Rozplanowanie (lokalizacja) maszyn, urządzeń i rurociągów musi zapewniać wystarczający dostęp do obsługi, konserwacji i napraw.

Wszystkie urządzenia powinny być zabezpieczone przed skutkami wyładowań atmosferycznych (uziemione) i wyładowań elektrostatycznych zgodnie z wymaganiami specyfikacji nr 4500.

Dostarczane urządzenia należy odpowiednio zabezpieczyć na okres transportu i składowania na wolnym powietrzu na okres 1 roku.

Urządzenia należy wyposażyć w odpowiednie uchwyty, umożliwiające łatwy i bezpieczny rozładunek i montaż na miejscu posadowienia.

3.4.3. Urządzenia nieelektryczne pracujące w przestrzeniach zagrożonych wybuchem

Wszystkie urządzenia nieelektryczne przeznaczone do pracy w przestrzeniach zagrożonych wybuchem muszą spełniać wymagania normy PN-EN 13463 i Dyrektywy 94/9/WE (ATEX).

3.4.4. Części zamienne

Dostawca urządzeń ma obowiązek dostarczyć komplet części zamiennych do rozruchu i pierwszego uruchomienia wraz z urządzeniami, oraz złożyć ofertę na części zamienne na trzyletni okres eksploatacji w oparciu o doświadczenie dostawcy.

Urządzenia dostarczone z kompletnym urządzeniem jako jego wyposażenie i oprzyrządowanie muszą być zgodne z Listą Dostawców zatwierdzoną przez Grupę LOTOS S.A..

3.4.5. Wytyczne dla badań diagnostycznych podczas ruchu

W przypadku urządzeń i rurociągów, takich jak:

- reaktory i kolumny
- wężownice pieców
- wymienniki ciepła
- rurociągi,

pracujących w warunkach krytycznych (jak np. w warunkach pełzania lub w warunkach korozji wymienionych w p. 3.3. niniejszej Specyfikacji) Projektant winien określić typ, zakres i częstotliwość badań diagnostycznych w trakcie eksploatacji dla uniknięcia uszkodzeń spowodowanych wystąpieniem pełzania lub korozji.

3.4.6. Zakres dostawy

Jeżeli to możliwe, urządzenia powinny być dostarczane w stanie całkowicie zmontowanym. Wyjątkami są półki kolumn oraz podesty i drabiny, chyba że wyspecyfikowano inaczej w zamówieniu. W przypadku dostawy w elementach, wszystkie części muszą być odpowiednio oznakowane, żeby uniknąć błędów w czasie montażu.

Jeżeli nie wyszczególniono inaczej w zamówieniu, urządzenia mechaniczne winny być dostarczane razem z podestami i drabinami stanowiącymi wyposażenie urządzenia oraz oprzyrządowaniem wymaganym do jego montażu, takimi jak: śruby fundamentowe, wzorniki do rozmieszczenia śrub fundamentowych, podkładki do ustalania położenia i osiowania itp.

4 Dokumenty związane

Pozostałe Specyfikacje Techniczne, wymienione na przekazanym wykazie Specyfikacji Technicznych Grupy LOTOS S.A.

5 Normy

Projektowanie, wykonanie, kontrola i próby ma być zgodne z najnowszymi edycjami wyszczególnionych norm i przepisów:

- PN-EN-ISO 12944-3 Ochrona przed korozją konstrukcji stalowych za pomocą ochronnych systemów malarskich – Zasady projektowania.
- PN-EN 13463 Urządzenia nieelektryczne w przestrzeniach zagrożonych wybuchem.
- NACE MR0103 Materials Resistant to Sulfide Stress Cracking in Corrosive Petroleum Refining Environments - Item No. 21305.
- NACE SP0472 Methods and Controls to Prevent In-Service Environmental Cracking of Carbon Steel Weldments in Corrosive Petroleum Refining Environments - Item No. 21006.
- NACE 8X194 Materials and Fabrication Practices for New Pressure Vessels Used in Wet H2S service in Refinery.
- NACE SP0296 Detection, Repair, and Mitigation of Cracking in Refinery Equipment in Wet H_2S Environments - Item No. 21078.

- NACE MR0175/ISO 15156 Petroleum and natural gas industries Materials for use in H_2S-containing Environments in oil and gas.
- NACE SP0403 Avoiding Caustic Stress Corrosion Cracking of Carbon Steel Refinery Equipment and Piping - Item No. 21102.
- API RP 941 Steels for Hydrogen Service at Elevated Temperatures and Pressures in Petroleum Refineries and Petrochemical Plants.
- API RP 945 Avoiding Environmental Cracking in Amine Units
- API RP 939-C Guidelines for avoiding sulfidation corrosion failures in oil refineries.

6 Karta zmian

Zmiana	Data	Opis	Wprowadzona przez
1	22.03.2006.	Niniejsza specyfikacja zastępuje w całości rew. 0. Zmieniono punkt 3.4.1. i 5.9. Dodano punkt 3.4.3	B. Kowalewski
2	20.06.2006	Dodano punkt 3.4.6.	B. Kowalewski
3	29.08.2006	W punkcie 5.4. dodano API Std 685	B. Kowalewski
4	09.04.2011	Zmieniono punkty. 3.2.1, 3.2.2, 3.3.5, 5.9	S. Zajączkowski
5	30.11.2013 (rev.5)	Przegląd, aktualizacja, ujednolicenie i zmiany standardu w ramach zlecenia OK/990/2012	Redakcja zbiorowa. Koordynacja: T. Wróbel
-	31-08-2015	Korekta nagłówka strony, bez mian w treści dokumentu	T. Wróbel

.