

---

---

**Industries du pétrole et du gaz naturel —  
Conception et exploitation des systèmes  
de production immergés —**

**Partie 1:  
Exigences générales et  
recommandations**

iTeh STANDARD PREVIEW  
(standards.itih.ai)

**AMENDEMENT 1: Révision de l'Article 6**

*ISO 13628-1:2005/Amd.1:2010*  
*Petroleum and natural gas industries — Design and operation of  
subsea production systems —*  
*Part 1: General requirements and recommendations*

*AMENDMENT 1: Revised Clause 6*



## iTeh STANDARD PREVIEW (standards.iteh.ai)

<https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/9900b636-25ad-414b-a6c6-92d7d4c1660e/iso-13628-1-2005-amd-1-2010>



### DOCUMENT PROTÉGÉ PAR COPYRIGHT

© ISO 2010

Droits de reproduction réservés. Sauf prescription différente, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie et les microfilms, sans l'accord écrit de l'ISO à l'adresse ci-après ou du comité membre de l'ISO dans le pays du demandeur.

ISO copyright office  
Case postale 56 • CH-1211 Geneva 20  
Tel. + 41 22 749 01 11  
Fax + 41 22 749 09 47  
E-mail [copyright@iso.org](mailto:copyright@iso.org)  
Web [www.iso.org](http://www.iso.org)

Version française parue en 2011

Publié en Suisse

## Avant-propos

L'ISO (Organisation internationale de normalisation) est une fédération mondiale d'organismes nationaux de normalisation (comités membres de l'ISO). L'élaboration des Normes internationales est en général confiée aux comités techniques de l'ISO. Chaque comité membre intéressé par une étude a le droit de faire partie du comité technique créé à cet effet. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'ISO participent également aux travaux. L'ISO collabore étroitement avec la Commission électrotechnique internationale (CEI) en ce qui concerne la normalisation électrotechnique.

Les Normes internationales sont rédigées conformément aux règles données dans les Directives ISO/CEI, Partie 2.

La tâche principale des comités techniques est d'élaborer les Normes internationales. Les projets de Normes internationales adoptés par les comités techniques sont soumis aux comités membres pour vote. Leur publication comme Normes internationales requiert l'approbation de 75 % au moins des comités membres votants.

L'attention est appelée sur le fait que certains des éléments du présent document peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. L'ISO ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et averti de leur existence.

L'Amendement 1 à l'ISO 13628-1:2005 a été élaboré par le comité technique ISO/TC 67, *Matériel, équipement et structures en mer pour les industries pétrolière, pétrochimique et du gaz naturel*, sous-comité SC 4, *Équipement de forage et de production*. Les modifications concernent principalement l'Article 6 qui a été amendé par une série de dispositions révisées, incluant les exigences générales relatives à la conception des matériaux et des recommandations applicables à l'ensemble du système de production immergé.

<https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/9900b636-25ad-414b-a6c6-92d7d4c1660e/iso-13628-1-2005-amd-1-2010>

## Introduction

Cet amendement s'appuie sur l'Article 6 de l'ISO 13628-1:2005 ainsi que sur la Publication 194:2004 de l'EEMUA, plusieurs normes NORSOK et de nombreuses spécifications de matériaux établies par les compagnies pétrolières et leurs fournisseurs.

Cet Article 6 révisé ne donne aucun détail sur les exigences et les recommandations relatives aux matériaux (pour la fabrication et les essais, par exemple). Ces informations sont incluses dans les parties spécifiques à des produits de cette partie de l'ISO 13628. Il n'est prévu aucune duplication de cette partie de l'ISO 13628 dans les autres parties de l'ISO 13628, tandis que les exigences relatives aux matériaux sont susceptibles de se répéter entre les parties spécifiques à des produits. En cas de conflit entre cette partie de l'ISO 13628 et des parties spécifiques à des produits, il est prévu que ces dernières prévalent.

## iTeh STANDARD PREVIEW (standards.iteh.ai)

[ISO 13628-1:2005/Amd 1:2010](https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/9900b636-25ad-414b-a6c6-92d7d4c1660e/iso-13628-1-2005-amd-1-2010)

<https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/9900b636-25ad-414b-a6c6-92d7d4c1660e/iso-13628-1-2005-amd-1-2010>

# Industries du pétrole et du gaz naturel — Conception et exploitation des systèmes de production immergés —

## Partie 1: Exigences générales et recommandations

### AMENDEMENT 1: Révision de l'Article 6

Page iii, Sommaire

Remplacer la liste des paragraphes de l'Article 6 par ce qui suit.

- 6 Matériaux et protection contre la corrosion**
- 6.1 Principes de base**
- 6.2 Évaluation de la corrosivité**
- 6.3 Contrôle de la corrosion**
- 6.4 Sélection des matériaux**
- 6.5 Propriétés mécaniques et limites d'utilisation des matériaux**

Page 1, Article 2

Ajouter les références normatives suivantes.

ISO 8501-1, *Préparation des subjectiles d'acier avant application de peintures et de produits assimilés — Évaluation visuelle de la propreté d'un subjectile — Partie 1: Degrés de rouille et degrés de préparation des subjectiles d'acier non recouverts et des subjectiles d'acier après décapage sur toute la surface des revêtements précédents*

ISO 8503 (toutes les parties), *Préparation des subjectiles d'acier avant application de peintures et de produits assimilés — Caractéristiques de rugosité des subjectiles d'acier décapés*

ISO 9588, *Revêtements métalliques et autres revêtements inorganiques — Traitements après revêtement sur fer ou acier pour diminuer le risque de fragilisation par l'hydrogène*

ISO 12944 (toutes les parties), *Peintures et vernis — Anticorrosion des structures en acier par systèmes de peinture*

ISO 15156 (toutes les parties)<sup>1)</sup>, *Industries du pétrole et du gaz naturel — Matériaux pour utilisation dans des environnements contenant de l'hydrogène sulfuré (H<sub>2</sub>S) dans la production de pétrole et de gaz*

ISO 23936-1, *Industries du pétrole, de la pétrochimie et du gaz naturel — Matériaux non métalliques en contact avec les fluides relatifs à la production de pétrole et de gaz — Partie 1: Matières thermoplastiques*

Page 2, 3.1:

Ajouter les termes et définitions suivants après 3.1.12.

### 3.1.13

#### **acier au carbone**

alliage de carbone et de fer contenant un pourcentage maximal de 2 % de fraction massique de carbone et de 1,65 % de fraction massique de manganèse ainsi que des quantités résiduelles d'autres éléments, à l'exception de ceux ajoutés délibérément en quantités spécifiques pour désoxydation (en général du silicium et/ou de l'aluminium)

NOTE Les aciers au carbone utilisés dans l'industrie du pétrole contiennent en général moins de 0,8 % de fraction massique de carbone.

[ISO 15156-1:2009, 3.3]

### 3.1.14

#### **alliages résistant à la corrosion ARC**

alliage conçu pour résister à la corrosion générale et localisée dans les environnements pétroliers corrosifs pour les aciers au carbone

NOTE Cette définition est conforme à l'ISO 15156-1 et a pour objectif d'inclure les matériaux tels que les aciers inoxydables contenant au moins 11,5 % de fraction massique de Cr et des alliages à base de nickel, de cobalt et de titane. D'autres documents ISO peuvent contenir d'autres définitions.

### 3.1.15

#### **acier faiblement allié**

aciers dont la teneur totale en éléments d'alliage est inférieure à 5 % de fraction massique, mais supérieure à celle de l'acier au carbone

EXEMPLES L'AISI 4130, l'AISI 8630 et l'ASTM A182 nuance F22<sup>[12]</sup> font partie des aciers faiblement alliés.

### 3.1.16

#### **indice de résistance aux piqûres**

#### **PRE**

indice mis au point pour refléter et prévoir la résistance aux piqûres de l'acier inoxydable, d'après les pourcentages de Cr, Mo, W et N dans la composition chimique de l'alliage

NOTE Cet indice est basé sur la résistance observée à la corrosion par piqûres des ARC en présence de chlorures et d'oxygène (eau de mer, par exemple). Il n'indique pas directement la résistance aux environnements gaziers et pétrolifères produits.

$$F_{\text{PREW}} = w_{\text{Cr}} + 3,3(w_{\text{Mo}} + 0,5w_{\text{W}}) + 16w_{\text{N}}$$

où

$w_{\text{Cr}}$  est la fraction massique du chrome contenu dans l'alliage, exprimée en pourcentage de la composition totale;

1) L'ISO 15156 (toutes les parties) a été adoptée par le NACE sous la référence NACE MR0175/ISO 15156<sup>[41]</sup>.

$w_{Mo}$  est la fraction massique du molybdène contenu dans l'alliage, exprimée en pourcentage de la composition totale;

$w_W$  est la fraction massique du tungstène contenu dans l'alliage, exprimée en pourcentage de la composition totale;

$w_N$  est la fraction massique de l'azote contenu dans l'alliage, exprimée en pourcentage de la composition totale.

### 3.1.17

#### service en milieu acide

service dans un fluide (corrosif) contenant du H<sub>2</sub>S

NOTE Dans cette partie de l'ISO 13628, le «service en milieu acide» désigne des conditions dans lesquelles la teneur en H<sub>2</sub>S est telle que les restrictions spécifiées par l'ISO 15156 (toutes les parties) s'appliquent.

### 3.1.18

#### service non corrosif

service dans un fluide (non corrosif) sans H<sub>2</sub>S

### 3.1.19

#### type 316

alliages d'acier inoxydable austénitique de type UNS S31600/S31603

### 3.1.20

#### type 6Mo

alliages d'acier inoxydable austénitique avec une valeur PRE  $\geq 40$ , alliage de Mo  $\geq 6,0$  % de fraction massique et alliages de nickel dont le contenu en Mo se situe entre 6 % et 8 % de fraction massique

EXEMPLES Alliages UNS S31254, N08367 et N08926.

### 3.1.21

#### type 22Cr duplex

alliages d'acier inoxydable ferritique/austénitique avec une valeur PRE comprise entre 30 et 40 et du Mo  $\leq 2,0$  % de fraction massique

EXEMPLES Aciers UNS S31803 et S32205.

### 3.1.22

#### type 25Cr duplex

alliages d'acier inoxydable ferritique/austénitique avec une valeur PRE comprise entre 40 et 45

EXEMPLES Aciers UNS S32750 et S32760.

Page 4, 3.2

Ajouter les abréviations suivantes.

ARC	alliage résistant à la corrosion
HB	Dureté Brinell
HIC	Fissuration sous hydrogène
HRC	Dureté Rockwell C
MIC	Corrosion d'origine microbiologique
SWC	Fissuration en gradin

Remplacer l'Article 6 par ce qui suit.

## 6 Sélection des matériaux et protection contre la corrosion

### 6.1 Principes de base

Le processus de sélection des matériaux doit tenir compte de toutes les exigences statutaires et réglementaires. Il convient de tenir compte des critères de conception du projet (par ex. la durée de vie de conception, la philosophie d'inspection et de maintenance, les profils de sécurité et environnementaux, la fiabilité opérationnelle et les exigences spécifiques du projet).

Il convient d'effectuer une sélection stricte des matériaux afin de garantir la fiabilité opérationnelle tout au long de la durée de vie de conception car l'accès à des fins de maintenance et de réparations est limité et onéreux.

Il est recommandé de baser la sélection des matériaux sur une évaluation de la corrosion et de l'érosion tel que décrit dans cet article. Il convient de tenir compte de tous les milieux internes et externes pour l'ensemble de la durée de vie de conception. Il convient de tenir compte des mécanismes de détérioration qui ne sont pas particulièrement abordés dans cette partie de l'ISO 13628 (par ex. la fatigue, la fatigue-corrosion, l'usure et le grippage) pour les composants et les conditions pertinents.

Les propriétés mécaniques et les limites d'utilisation pour les différentes nuances de matériaux doivent être conformes aux exigences en vigueur du code de conception et aux lignes directrices indiquées en 6.5. Il convient également de tenir compte de la soudabilité des matériaux afin d'éviter des défauts de fabrication.

Les coûts et la disponibilité des matériaux ont une influence significative sur la sélection des matériaux et il est recommandé d'effectuer des évaluations pour étayer la sélection finale.

NOTE S'il est jugé approprié de procéder à une évaluation des coûts du cycle de vie, la méthodologie décrite dans l'ISO 15663-2<sup>[43]</sup> peut être utile.

L'utilisateur final doit spécifier comment mettre en œuvre les exigences et lignes directrices de l'Article 6 et spécifier les conditions de conception. La portée des travaux dans les contrats pertinents définit la partie responsable de la sélection des matériaux pour l'installation et/ou l'équipement. Des alternatives aux exigences de l'Article 6 peuvent être utilisées après accord entre l'utilisateur/l'acheteur et le fournisseur/fabricant pour s'adapter aux exigences spécifiques du terrain. L'objectif consiste à faciliter et à compléter le processus de sélection des matériaux plutôt que de remplacer un jugement technique individuel et d'exposer, lorsque les exigences ne sont pas obligatoires, des lignes directrices permettant de choisir une solution optimale.

De la même façon, les références normatives de cette partie de l'ISO 13628 peuvent être remplacées par d'autres normes équivalentes reconnues, après concertation entre l'utilisateur/l'acheteur et le fournisseur/le fabricant.

Certains alliages courants de champs pétrolifères sont décrits dans le Tableau 1. Cependant, il ne s'agit pas d'une liste exhaustive et d'autres alliages peuvent être utilisés.

### 6.2 Évaluation de la corrosivité

#### 6.2.1 Règles de conception

L'évaluation de la corrosivité doit tenir compte de tous les milieux auxquels sont exposés les composants du système, y compris lors des étapes de transport, de stockage, d'installation, de mise à l'essai et de préservation. Sont généralement inclus:

- l'eau de mer,
- les fluides produits,

- les fluides de forage et de complétion,
- le fluide de commande hydraulique,
- les produits chimiques (inhibiteurs, fluides de stimulation de puits, etc.).

Il est recommandé d'établir une matrice de compatibilité indiquant les milieux auxquels sont exposés tous les composants.

## 6.2.2 Corrosion interne

### 6.2.2.1 Systèmes d'hydrocarbures

Il convient de réaliser une évaluation de la corrosion pour déterminer la corrosivité générale des fluides internes des matériaux pris en considération.

Il est recommandé de baser l'évaluation de la corrosion sur un modèle de prédiction de la corrosion ou sur des données de corrosion de terrain ou d'essai convenues avec l'utilisateur final. La corrosion générale et localisée de l'acier au carbone a lieu au fil du temps. Il convient de calculer la vitesse de corrosion prévue dans les conditions de fonctionnement.

Pour les systèmes d'hydrocarbures humides composés de carbone et d'acier faiblement allié ou d'ARC, il convient d'évaluer les mécanismes de corrosion indiqués dans le Tableau 1. Des détails sur les mécanismes et paramètres à prendre en compte sont donnés dans l'ISO 21457<sup>[38]</sup>.

**Tableau 1 – Matériaux sensibles aux mécanismes de corrosion dans des systèmes d'hydrocarbures**

Mécanisme de corrosion	Acier au carbone et acier faiblement allié	ARC
Corrosion par CO <sub>2</sub> et H <sub>2</sub> S	Oui	Oui <sup>a</sup>
MIC	Oui	Oui
SSC/SCC provoquée par le H <sub>2</sub> S	Oui	Oui
HIC/SWC	Oui	Non

<sup>a</sup> La présence de H<sub>2</sub>S ainsi que de CO<sub>2</sub> peut également engendrer une attaque localisée des ARC. Les paramètres critiques sont la température, la teneur en chlorures, le pH et la pression partielle du H<sub>2</sub>S. Il n'existe aucune limite généralement acceptée et les limites varient en fonction du type d'ARC.

S'il existe un risque de production de sable significatif, il convient de réaliser une évaluation de l'érosion du sable. Il convient que l'évaluation comprenne des études de prédiction sur le sable du réservoir afin d'obtenir des informations sur le potentiel de sablage du réservoir ainsi qu'une évaluation des dommages possibles de l'érosion. Des modèles de prédiction de l'érosion peuvent être utilisés pour évaluer la probabilité des dommages de l'érosion. Il convient que le modèle utilisé soit spécifié par l'utilisateur final ou convenu avec lui. Même lorsque la vitesse d'érosion prévue est faible, il est recommandé de prendre en compte le risque d'érosion-corrosion synergique.

Les produits chimiques utilisés pour l'inhibition de la calamine, le décalaminage et la stimulation de puits peuvent être corrosifs et doivent être pris en compte lors de l'évaluation de la corrosion.

### 6.2.2.2 Injecteurs

Les injecteurs impliquent l'injection d'eau ou de gaz sous la surface à des fins d'évacuation ou de stimulation.

L'injection d'eau couvre les systèmes qui permettent d'injecter de l'eau de mer désaérée ou non traitée, de l'eau de mer chlorée, de l'eau produite, de l'eau aquifère et des combinaisons et mélanges de différentes eaux.