

---

---

**Industries du pétrole, de la pétrochimie et  
du gaz naturel — Choix des matériaux et  
contrôle de la corrosion pour les  
systèmes de production de pétrole et de  
gaz**

*Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Materials  
selection and corrosion control for oil and gas production systems*  
**(standards.iteh.ai)**

[ISO 21457:2010](https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/1a445b7d-e9c7-4b18-9d02-20e733f8063e/iso-21457-2010)

[https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/1a445b7d-e9c7-4b18-9d02-  
20e733f8063e/iso-21457-2010](https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/1a445b7d-e9c7-4b18-9d02-20e733f8063e/iso-21457-2010)



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

ISO 21457:2010

<https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/1a445b7d-e9c7-4b18-9d02-20e733f8063e/iso-21457-2010>



### 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 2012

Publié en Suisse

## Sommaire

Page

Avant-propos .....	iv
Introduction.....	v
<b>1</b> <b>Domaine d'application .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b> <b>Références normatives.....</b>	<b>1</b>
<b>3</b> <b>Termes, définitions et abréviations .....</b>	<b>2</b>
<b>3.2</b> <b>Abréviations .....</b>	<b>5</b>
<b>4</b> <b>Informations relatives à la conception pour la sélection des matériaux.....</b>	<b>6</b>
<b>5</b> <b>Rapport sur la sélection des matériaux .....</b>	<b>7</b>
<b>6</b> <b>Recommandations générales pour l'évaluation de la corrosion et la sélection des matériaux.....</b>	<b>8</b>
<b>6.1</b> <b>Généralités .....</b>	<b>8</b>
<b>6.2</b> <b>Corrosion interne dans les systèmes de production et de traitement du pétrole et du gaz .....</b>	<b>8</b>
<b>6.3</b> <b>Corrosion interne dans les systèmes d'injection .....</b>	<b>13</b>
<b>6.4</b> <b>Corrosion interne dans les systèmes auxiliaires.....</b>	<b>13</b>
<b>6.5</b> <b>Érosion par le sable .....</b>	<b>14</b>
<b>6.6</b> <b>Corrosion externe.....</b>	<b>14</b>
<b>6.7</b> <b>Matériaux polymères.....</b>	<b>16</b>
<b>6.8</b> <b>Plastique renforcé de fibres de verre .....</b>	<b>17</b>
<b>6.9</b> <b>Propriétés mécaniques et limites d'utilisation des matériaux.....</b>	<b>17</b>
<b>7</b> <b>Sélection des matériaux pour des applications et des systèmes spécifiques .....</b>	<b>18</b>
<b>7.1</b> <b>Généralités .....</b>	<b>18</b>
<b>7.2</b> <b>Systèmes de production et de traitement de pétrole et de gaz .....</b>	<b>18</b>
<b>7.3</b> <b>Systèmes d'injection.....</b>	<b>21</b>
<b>7.4</b> <b>Systèmes auxiliaires .....</b>	<b>23</b>
<b>7.5</b> <b>Canalisations et conduites d'écoulement.....</b>	<b>28</b>
<b>8</b> <b>Protection contre la corrosion .....</b>	<b>28</b>
<b>8.1</b> <b>Traitement chimique .....</b>	<b>28</b>
<b>8.2</b> <b>Surépaisseur de corrosion intérieure .....</b>	<b>30</b>
<b>8.3</b> <b>Sélection des revêtements intérieur et extérieur .....</b>	<b>30</b>
<b>8.4</b> <b>Protection externe dans les zones d'action des vagues.....</b>	<b>31</b>
<b>8.5</b> <b>Protection cathodique.....</b>	<b>31</b>
<b>8.6</b> <b>Protection contre la corrosion des compartiments fermés .....</b>	<b>31</b>
<b>8.7</b> <b>Raccordement de matériaux dissemblables .....</b>	<b>32</b>
<b>8.8</b> <b>Matériaux d'étanchéité .....</b>	<b>33</b>
<b>8.9</b> <b>Éléments de fixation.....</b>	<b>33</b>
<b>8.10</b> <b>Rechargement par soudage .....</b>	<b>34</b>
<b>8.11</b> <b>Corrosion préférentielle au joint de soudure .....</b>	<b>34</b>
<b>8.12</b> <b>Maîtrise de la corrosion .....</b>	<b>35</b>
<b>Annexe A (informative) Base de conception des systèmes d'hydrocarbures.....</b>	<b>36</b>
<b>Annexe B (informative) Surveillance de la corrosion.....</b>	<b>38</b>
<b>Annexe C (informative) Composition chimique de certains alliages typiquement utilisés dans les champs pétrolifères .....</b>	<b>40</b>
<b>Bibliographie.....</b>	<b>44</b>

## 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'ISO 21457 a été élaborée par le comité technique ISO/TC 67, *Matériel, équipement et structures en mer pour les industries pétrolière, pétrochimique et du gaz naturel.*

**iTeh STANDARD PREVIEW**  
(standards.iteh.ai)  
<https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/1a445b7d-e9c7-4b18-9d02-20e733f8063e/iso-21457-2010>

## Introduction

La mise en place de lignes directrices bien établies et solides pour la sélection des matériaux fournit un moyen d'obtenir des performances à long terme des matériaux qui satisfont aux exigences minimales pour une grande diversité d'utilisateurs finaux dans les industries du pétrole, de la pétrochimie et du gaz naturel. Un autre avantage réside dans le fait qu'ainsi, les fournisseurs de produit développent, fabriquent et fournissent des équipements standardisés répondant à ces exigences.

Les projets de production de gaz et de pétrole sont facilités dès que les matériaux utilisés pour les divers fluides ont fait l'objet d'une évaluation structurée. Pour toutes ces raisons, le principal objectif de la présente Norme internationale est de fournir des exigences générales avec des lignes directrices relatives à la sélection de matériaux pour les systèmes et les composants, en tenant compte des fluides transportés et de l'environnement extérieur.

Il appartient à l'utilisateur final de fournir, pour son projet, un document afférent à la mise en œuvre des exigences et des lignes directrices de la présente Norme internationale et de spécifier les conditions de conception en vue de la sélection des matériaux. Outre l'utilisateur final, l'organisation responsable de l'installation et/ou de la conception des équipements est considérée comme responsable de la sélection des matériaux.

La présente Norme internationale a été élaborée pour fournir aux parties responsables un processus structuré pour réaliser la sélection des matériaux de manière cohérente et intégrée aux travaux d'ingénierie, qui fondent la conception d'une installation spécifique. Les principaux utilisateurs de la présente Norme internationale sont les compagnies pétrolières et les entreprises de génie civil.

Les utilisateurs de la présente Norme internationale sont informés que des exigences supplémentaires ou différentes peuvent s'avérer nécessaires pour des applications particulières. La présente Norme internationale n'a pas pour intention d'empêcher un vendeur d'offrir, ou un acheteur d'accepter, des équipements ou des solutions techniques de remplacement pour une application particulière. Ceci peut notamment s'appliquer lorsqu'on se trouve en présence d'une technologie innovante ou en cours de développement. Lorsqu'une autre solution est offerte, il est recommandé que le vendeur identifie toutes les différences avec la présente Norme internationale et fournisse des détails.

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

ISO 21457:2010

<https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/1a445b7d-e9c7-4b18-9d02-20e733f8063e/iso-21457-2010>

# Industries du pétrole, de la pétrochimie et du gaz naturel — Choix des matériaux et contrôle de la corrosion pour les systèmes de production de pétrole et de gaz

## 1 Domaine d'application

La présente Norme internationale identifie les mécanismes et paramètres de corrosion à prendre en compte pour l'évaluation au moment de la sélection des matériaux pour les conduites, tuyauteries et équipements relatifs au transport et au traitement de la production d'hydrocarbures, y compris les systèmes auxiliaires et les systèmes d'injection. Sont également compris tous les équipements allant de la tête du puits, incluse, aux conduites, inclus, pour les produits stabilisés. La présente Norme internationale ne s'applique pas aux composants de fond.

Des lignes directrices sont fournies pour

- l'évaluation de la corrosion,
- la sélection des matériaux pour des applications et/ou des systèmes spécifiques,
- les limitations de performance pour des matériaux spécifiques,
- le contrôle de la corrosion.

La présente Norme internationale se réfère à des matériaux habituellement présents sur le marché, dotés de propriétés connues et documentées. Elle autorise également l'évaluation d'autres matériaux pour les qualifier à des fins d'utilisation.

La présente Norme internationale ne fournit ni exigence ni ligne directrice détaillée relative à des matériaux utilisés dans la fabrication et les essais des équipements. Ce type d'information peut être trouvé dans les normes relatives à un produit en particulier ainsi que dans les normes de fabrication.

## 2 Références normatives

Les documents de référence suivants sont indispensables pour l'application du présent document. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

ISO 15156-1<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 — Partie 1: Principes généraux pour le choix des matériaux résistant au craquage*

ISO 15156-2<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 — Partie 2: Aciers au carbone et aciers faiblement alliés résistants à la fissuration, et utilisation de fontes*

1) L'ISO 15156 (toutes les parties) a été adoptée par le NACE en tant que NACE MR0175/ISO 15156.

ISO 15156-3<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 — Partie 3: ARC (alliages résistants à la corrosion) et autres alliages résistants à la fissuration*

### 3 Termes, définitions et abréviations

#### 3.1 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent.

##### 3.1.1

##### **eau d'aquifère**

eau provenant d'une couche souterraine de roche perméable aquifère ou de matières non consolidées

##### 3.1.2

##### **acier au carbone**

alliage de carbone et de fer contenant au maximum 2 % de carbone massique et 1,65 % de manganèse massique et des quantités résiduelles d'autres éléments, excepté ceux ajoutés intentionnellement en des quantités spécifiques à des fins de désoxydation (en général, silicium et/ou aluminium)

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

[ISO 15156-1:2009, définition 3.3]

ITeH STANDARD PREVIEW  
(standards.iteh.ai)

##### 3.1.3

##### **alliage résistant à la corrosion**

alliage utilisé pour sa résistance à la corrosion, générale et localisée, dans des milieux pétroliers corrodant les aciers au carbone

ISO 21457:2010

<https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/1a445b7d-e9c7-4b18-9d02-215156-410e8e1c1e77/iso-21457-2010>

NOTE Cette définition est conforme à l'ISO 21457:2010 et inclut les matériaux tels que l'acier inoxydable avec au minimum 11,5 % de Cr massique et des alliages à base de nickel, cobalt et titane. D'autres normes ISO peuvent donner d'autres définitions.

##### 3.1.4

##### **utilisateur final**

propriétaire ou organisme responsable du fonctionnement d'une installation/d'un dispositif

##### 3.1.5

##### **acier de décolletage**

acier dans la composition duquel des éléments tels que le soufre, le sélénium ou le plomb ont été volontairement ajoutés pour en améliorer l'usinabilité

##### 3.1.6

##### **fugacité**

pression partielle non idéale qu'un composant d'un mélange exerce en phase vapeur lorsqu'il est à l'équilibre avec un mélange liquide

NOTE Le coefficient de fugacité dépend de la température et de la pression totale.

##### 3.1.7

##### **plastique renforcé de fibres de verre**

matériau composite réalisé à partir de résine thermodurcissable puis renforcé de fibres de verre

**3.1.8****fissuration induite par l'hydrogène****HIC (hydrogen-induced cracking)**

fissuration planaire qui se produit dans des aciers au carbone et des aciers faiblement alliés lorsque de l'hydrogène atomique diffuse dans l'acier puis s'associe pour former des inclusions de molécules d'hydrogène dans la structure du matériau

NOTE La fissuration résulte de la pressurisation de la structure là où les molécules d'hydrogène se sont incluses. Aucune contrainte exercée depuis l'extérieur n'est nécessaire pour former des fissures induites par l'hydrogène. Les fissures induites par l'hydrogène se trouvent en général dans des aciers ayant des niveaux d'impureté élevés, caractérisés par une forte densité d'inclusions planaires et/ou des zones de microstructures anormales (par exemple des lignages) résultant de la ségrégation d'impuretés et d'éléments d'alliage dans l'acier. Ce type de fissuration induite par l'hydrogène est sans lien avec le soudage.

[ISO 15156-1:2009, définition 3.12]

**3.1.9****fissuration sous contrainte induite par l'hydrogène****HSC (hydrogen stress cracking)**

fissuration due à la présence d'hydrogène dans le métal et d'une contrainte de traction (résiduelle et/ou appliquée)

NOTE Le terme HSC décrit une fissuration dans des métaux non sensibles à la SSC, mais susceptibles d'être fragilisés par l'hydrogène lorsqu'ils forment un couple galvanique, en tant que cathode, avec un autre métal qui corrode activement en tant qu'anode. Le terme «HSC induite par galvanisation» a été utilisé pour ce mécanisme de fissuration.

[ISO 15156-1:2009, définition 3.13]

**3.1.10****fragilisation par des métaux liquides**

forme de fissuration provoquée par certains métaux liquides entrant en contact avec des alliages spécifiques

**3.1.11****acier faiblement allié**

acier dont la teneur totale en éléments d'alliage est inférieure à 5 % de sa masse, mais supérieure à celle spécifiée pour l'acier au carbone

EXEMPLES AISI 4130; AISI 8630; ASTM A182 Nuance F22<sup>[20]</sup>.

**3.1.12****fabricant**

entreprise, société ou groupe responsable de la fabrication d'un produit en conformité avec les stipulations de la commande et/ou les propriétés spécifiées dans la spécification de référence du produit

**3.1.13****atmosphère marine**

atmosphère au-dessus et près de la mer

NOTE Une atmosphère marine peut s'étendre à l'intérieur des terres, en fonction de la topographie et de la direction du vent dominant. Elle est très polluée par les aérosols d'eau de mer (principalement des chlorures).

[ISO 12944-2:1998, définition 3.7.4]

**3.1.14****température maximale de fonctionnement**

température maximale à laquelle un composant est soumis, y compris durant les écarts par rapport au fonctionnement normal tels que démarrage/arrêt

**3.1.15**

**à terre**

zone terrestre caractérisée par une atmosphère ne contenant pas de chlorures

**3.1.16**

**température de fonctionnement**

température à laquelle un composant est soumis dans des conditions normales de fonctionnement

**3.1.17**

**stabilisation du pH**

augmentation générale du pH par l'ajout d'un produit chimique approprié afin de réduire la corrosion par le CO<sub>2</sub> dans les systèmes d'hydrocarbures contenant de l'eau de condensation

**3.1.18**

**numéro équivalent à la résistance aux piqûres**

**PREN (pitting resistance equivalent number)**

$F_{PREN}$

numéro mis en place pour indiquer et prédire la résistance aux piqûres d'un acier inoxydable, fondé sur les proportions de Cr, Mo, W et N dans la composition chimique de l'alliage

NOTE 1 Pour les besoins de la présente Norme internationale,  $F_{PREN}$  est calculé à partir de l'Equation (1):

$$F_{PREN} = w_{Cr} + 3,3(w_{Mo} + 0,5w_W) + 16w_N \quad (1)$$

où

$w_{Cr}$  est la masse, en pourcentage, de chrome présent dans l'alliage;

$w_{Mo}$  est la masse, en pourcentage, de molybdène présent dans l'alliage;

$w_W$  est la masse, en pourcentage, de tungstène présent dans l'alliage;

$w_N$  est la masse, en pourcentage, d'azote présent dans l'alliage.

NOTE 2 Adapté de l'ISO 15156-3:2009, définition 3.10 et de l'ISO 15156-3:2009, 6.3.

**3.1.19**

**type 13Cr**

alliages d'acier inoxydable martensitique contenant 13 % de Cr massique

EXEMPLES UNS S41000; UNS S41500.

**3.1.20**

**type 316**

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

**3.1.21**

**type 6Mo**

alliages d'acier inoxydable austénitique caractérisés par un PREN  $\geq 40$  et une teneur nominale en molybdène de 6 % en masse, et alliages au nickel caractérisés par une teneur en molybdène comprise entre 6 % et 8 % en masse

EXEMPLES UNS S31254; UNS N08367; UNS N08926.

**3.1.22**

**type 22Cr duplex**

alliages d'acier inoxydable ferritique/austénitique caractérisés par un PREN compris entre 30 et 40 et une teneur en molybdène Mo  $\leq 2,0$  % en masse

EXEMPLES UNS S31803; UNS S32205.

**3.1.23****type 25Cr duplex**

alliages d'acier inoxydable ferritique/austénitique caractérisés par un PREN compris entre 40 et 45

EXEMPLES UNS S32750; UNS S32760.

**3.1.24****fissuration par corrosion sous contrainte****SCC (stress corrosion cracking)**

fissuration d'un métal impliquant des processus anodiques de corrosion localisée et une contrainte de traction (résiduelle et/ou appliquée)

NOTE 1 Les paramètres influant sur la sensibilité à la SCC sont la température, le pH, les chlorures, l'oxygène dissous, H<sub>2</sub>S et CO<sub>2</sub>.

NOTE 2 La définition ci-dessus diffère de celle donnée pour le même terme dans l'ISO 15156-1:2009, définition 3.21, dans la mesure où elle inclut l'environnement extérieur.

**3.1.25****fissuration sous contrainte induite par les sulfures****SSC (sulfide stress cracking)**

fissuration d'un métal impliquant une corrosion et une contrainte de traction (résiduelle et/ou appliquée) en présence d'eau et de H<sub>2</sub>S

NOTE La SSC est une forme de fissuration sous contrainte induite par l'hydrogène (HSC) et implique une fragilisation du métal par l'hydrogène atomique qui est produit par une corrosion acide de la surface du métal. L'absorption d'hydrogène est favorisée par la présence de sulfures. Les atomes d'hydrogène peuvent diffuser dans le métal, réduire sa ductilité et augmenter sa sensibilité à la fissuration. Les matériaux métalliques présentant une résistance élevée et les zones de soudure fortes sont susceptibles de subir une SSC.

[ISO 15156-1:2009, définition 3.23]

[ISO 21457:2010](https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/1a445b7d-e9c7-4b18-9d02-20e733f8063e/iso-21457-2010)

<https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/1a445b7d-e9c7-4b18-9d02-20e733f8063e/iso-21457-2010>

**3.2 Abréviations**

AFFF	mousses formant un film aqueux (aqueous film-forming foams)
API	American Petroleum Institute
ASCC	fissuration due à la corrosion sous contrainte en milieu alcalin (alkaline stress corrosion cracking)
ASME	American Society of Mechanical Engineers
CP	protection cathodique (cathodic protection)
CRA	alliage résistant à la corrosion (corrosion-resistant alloy)
CUI	corrosion sous l'isolation (corrosion under insulation)
GRP	plastique renforcé de fibres de verre (glass-fibre-reinforced plastic)
HAZ	zone affectée thermiquement (heat-affected zone)
HB	dureté Brinell
HDG	galvanisé à chaud (hot-dip galvanized)
HIC	fissuration induite par l'hydrogène (hydrogen-induced cracking)
HRC	échelle C de dureté Rockwell

## ISO 21457:2010(F)

HSC	fissuration sous contrainte induite par l'hydrogène (hydrogen stress cracking)
HVAC	chauffage, ventilation et conditionnement de l'air
MEG	monoéthylène glycol
MIC	corrosion induite par un phénomène microbiologique (microbiologically induced corrosion)
PE	polyéthylène
PP	polypropylène
PREN	numéro équivalent à la résistance aux piqûres (pitting resistance equivalent number)
PTFE	polytétrafluoroéthylène
PVC	chlorure de polyvinyle (polyvinyl chloride)
SCC	fissuration par corrosion sous contrainte (stress corrosion cracking)
SMYS	limite d'élasticité minimale spécifiée (specified minimum yield strength)
SS	acier inoxydable (stainless steel)
SSC	fissuration sous contrainte induite par les sulfures (sulfide stress cracking)
SWC	fissuration en gradins (step-wise cracking)
TEG	triéthylène glycol
UNS	système de numérotation unifié (pour les alliages)

iteh STANDARD PREVIEW  
(standards.iteh.ai)

ISO 21457:2010

https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/1a445b7d-e9c7-4b18-9d02-20e733f8063e/iso-21457-2010

### 4 Informations relatives à la conception pour la sélection des matériaux

La présente Norme internationale donne des lignes directrices pour la sélection des matériaux pour les installations de production de pétrole et de gaz. Pour permettre au maître d'œuvre de sélectionner les matériaux destinés à l'installation, il convient que l'utilisateur final fournisse au moins les informations spécifiées dans le Tableau 1 au moment de la demande de renseignements et du contrat.

Tableau 1 — Informations relatives à la conception pour la sélection des matériaux

Informations à fournir	Paragraphe
Base de conception du projet, voir Annexe A	6.1
Modèle de prévision de la corrosion	6.2.1 et 6.2.2.2
Evolution possible de la teneur en H <sub>2</sub> S à l'intérieur du réservoir	6.2.2.4
Méthodologie ou modèle pour le calcul du pH de l'eau de production	6.2.3.2
Analyse de l'eau de formation	6.2.3.2
Teneur en mercure des fluides ou gaz de production	6.2.3.8
Teneur en oxygène de l'eau de mer désaérée pour l'injection	6.3
Modèle de prévision de l'érosion	6.5
Limites de température pour les aciers inoxydables utilisés en atmosphère marine	6.6.2, Tableau 3
Conformité à DNV-RP-F112 <sup>[21]</sup> d'un acier inoxydable duplex exposé à une protection cathodique	6.6.4
Limites des caractéristiques mécaniques et de l'utilisation des matériaux	6.9
Limites de température pour les matériaux non métalliques	7.4.2, Tableau 9
Exigences environnementales relatives à l'utilisation d'inhibiteurs de corrosion	8.1
Modèle d'évaluation des inhibiteurs de corrosion, méthodes d'essai d'inhibition de la corrosion et critères d'acceptation	8.1
Utilisation de revêtements extérieurs pour augmenter la température maximale pour l'acier inoxydable (SS)	8.3
Norme applicable à la conception de la protection cathodique (CP) à définir	8.5.1
Limite de résistance et de dureté des éléments de fixation en atmosphère marine	8.9

ISO 21457:2010

<https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/1a445b7d-e9c7-4b18-9d02-575757575757/iso-21457-2010>

## 5 Rapport sur la sélection des matériaux

Il convient de documenter les évaluations de la corrosion ainsi que la sélection des matériaux dans un rapport qui pourra être utilisé pendant toute la durée du projet et des opérations.

Il convient d'inclure les éléments suivants:

- une brève description du projet et des installations prévues, par exemple agencement du champ, éloignement de l'emplacement, installations habitées et inhabitées, etc.;
- les données d'entrée relatives aux matériaux pour les conditions de fonctionnement pendant la durée de vie théorique de l'installation, par exemple températures, pressions, composition du fluide, production de sable, etc. (voir l'Annexe A);
- l'évaluation de la corrosion et la sélection des matériaux;
- les exigences relatives à l'efficacité et à la disponibilité de l'inhibiteur de corrosion;
- les exigences relatives au contrôle de la corrosion, par exemple protection cathodique et revêtements;
- les exigences relatives à la surveillance de la corrosion;
- l'identification des incertitudes relatives aux matériaux, les nouvelles applications pour les matériaux, l'utilisation de nouvelles nuances;
- la nécessité de procéder à des essais de qualification des matériaux.

## 6 Recommandations générales pour l'évaluation de la corrosion et la sélection des matériaux

### 6.1 Généralités

Le processus de sélection des matériaux doit prendre en compte l'ensemble des exigences légales et réglementaires. Il convient également de prendre en compte les critères de conception du projet tels que la durée de vie théorique, le programme d'inspection et de maintenance, les caractéristiques de sécurité et d'environnement, la fiabilité opérationnelle et les exigences spécifiques au projet.

En général, il convient qu'un processus robuste de sélection des matériaux soit appliqué pour assurer la fiabilité du fonctionnement pendant toute la durée de vie théorique. Les installations off-shore, et notamment les installations sous-marines, offrant des possibilités d'accès limitées et coûteuses pour la maintenance et les réparations, il convient de leur prêter une attention particulière lors de la conception.

Il convient normalement que la sélection des matériaux soit fondée sur une évaluation de la corrosion et de l'érosion telle que décrite dans les paragraphes suivants. Il convient de prendre en compte tous les milieux internes et externes pendant toute la durée de vie théorique. Il convient également d'inclure les étapes du transport, du stockage, de l'installation, des essais et de la préservation. Il convient de prendre en compte les mécanismes de dégradation non couverts spécifiquement par la présente Norme internationale, comme la fatigue, la fatigue due à la corrosion, l'usure et le grippage pour les composants et les conditions de conception concernés.

Il convient que les caractéristiques mécaniques et les limites d'utilisation pour les différentes nuances de matériau soient conformes aux exigences du code de conception applicables et aux lignes directrices données en 6.9. Il convient que la soudabilité du matériau soit aussi prise en compte pour garantir une fabrication efficace.

Le coût et la disponibilité du matériau ont une influence importante sur la sélection des matériaux, et il convient de faire des évaluations pour justifier la sélection finale.

NOTE Si une évaluation du coût du cycle de vie est envisagée, se référer à l'ISO 15663-2 pour la méthodologie.

### 6.2 Corrosion interne dans les systèmes de production et de traitement du pétrole et du gaz

#### 6.2.1 Évaluation de la corrosion

Il convient d'effectuer une évaluation de la corrosion afin de déterminer la corrosivité générale des fluides internes pour les matériaux à l'étude. Il convient de tenir compte des mécanismes de corrosion et des paramètres spécifiques à la conception de processus présentés en 6.2.2 et 6.2.3.

Il convient que l'évaluation de la corrosion soit fondée sur un modèle de prévision de la corrosion ou sur un essai approprié ou encore sur un retour d'expérience de terrain relatif à la corrosion, convenu avec l'utilisateur final. La corrosion générale et localisée de l'acier au carbone obéit à un processus très lent; il convient donc de calculer la vitesse de corrosion prévue pour les conditions de fonctionnement.

#### 6.2.2 Mécanismes de corrosion

##### 6.2.2.1 Généralités

Pour des systèmes d'hydrocarbures humides constitués d'acier au carbone ou d'alliage résistant à la corrosion (CRA), il convient d'évaluer les mécanismes de corrosion indiqués dans le Tableau 2.

**Tableau 2 — Matériaux sensibles aux mécanismes de corrosion interne dans les systèmes d'hydrocarbures**

Mécanisme de corrosion	Aciers au carbone et acier faiblement allié	CRA
Corrosion induite par CO <sub>2</sub> et H <sub>2</sub> S	Oui	Oui <sup>a</sup>
MIC	Oui	Oui
SSC/SCC induite par H <sub>2</sub> S	Oui	Oui
HIC/SWC	Oui	Non
ASCC	Oui	Non
SCC sans H <sub>2</sub> S	Non	Oui

<sup>a</sup> La présence de H<sub>2</sub>S associé à du CO<sub>2</sub> peut également provoquer des phénomènes localisés de corrosion sur les CRA. Les paramètres critiques sont la température, la teneur en chlorures, le pH et la pression partielle de H<sub>2</sub>S. Il n'existe aucun seuil communément accepté et les seuils varient en fonction du type de CRA.

### 6.2.2.2 Corrosion induite par CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S

La corrosion induite par le CO<sub>2</sub> est l'un des mécanismes de corrosion les plus courants pour les aciers au carbone dans les systèmes de production et de traitement du pétrole et du gaz. Les paramètres les plus importants pour la corrosion induite par le CO<sub>2</sub> sont la température, la pression partielle de CO<sub>2</sub>, le pH, la teneur en acides organiques et les conditions d'écoulement. Il existe plusieurs modèles de prévision de la corrosion induite par le CO<sub>2</sub> sur l'acier au carbone et il convient que le modèle utilisé soit convenu avec l'utilisateur final.

La présence de H<sub>2</sub>S combiné au CO<sub>2</sub> influence la corrosion de l'acier au carbone. Le type de corrosion dépend des proportions de ces constituants dans les fluides de production. Pour l'acier au carbone, les conditions de corrosion où le H<sub>2</sub>S est prépondérant, c'est-à-dire dans le cas d'une corrosion générale par perte massique, se révèlent rarement problématiques dans la mesure où la couche de sulfure de fer sert généralement de protection. Cela dit, si la couche est endommagée, une corrosion par piqûres localisée peut alors faire son apparition. Le dépôt de soufre élémentaire ou de solides dû à des conditions d'écoulement stagnant peut favoriser une telle corrosion localisée. Aucun modèle de corrosion communément accepté n'existe pour prévoir ce type d'attaque localisée ; il convient alors que l'évaluation soit fondée sur l'expérience acquise sur le terrain.

Une corrosion de surface peut se produire suite à la condensation de l'eau dans la partie supérieure du tube sous régime d'écoulement stratifié. Les paramètres importants pour la corrosion de surface sont le régime d'écoulement, la température de fonctionnement, le taux de condensation, la fugacité du CO<sub>2</sub> et la teneur en acides organiques. Il convient que la corrosion de surface soit évaluée à l'aide de modèles spécifiquement mis en place à cet effet ou en utilisant des données d'essai rassemblées dans des conditions de fonctionnement similaires. La corrosion de surface peut aussi être influencée par la présence de H<sub>2</sub>S.

Dans des conditions d'écoulement, une corrosion accélérée par l'écoulement ou une corrosion induite par l'érosion peut se produire. La corrosion accélérée par l'écoulement apparaîtra à des débits élevés en raison du transport accéléré de la masse des réactifs et des produits de réaction. De nombreux modèles de corrosion tiennent compte de l'influence de la corrosion accélérée par l'écoulement et il convient d'utiliser de tels modèles pour la prévision de la vitesse de corrosion dans des conditions d'écoulement. A des vitesses très élevées du fluide, même en l'absence de solides, la phase liquide peut avoir une énergie telle qu'elle érode mécaniquement les couches de protection ou élimine le film protecteur d'inhibiteur dans les conduites protégées et provoque une corrosion par érosion. En présence de solides, une telle érosion mécanique des couches/films de protection peut se produire à des vitesses du fluide plus faibles. Dans les deux cas, la conséquence est une vitesse de détérioration des matériaux plus rapide que celle calculée par la simple addition des vitesses de corrosion et d'érosion prévues. Cette corrosion induite par l'érosion peut se produire même lorsque de faibles vitesses d'érosion par le sable sont prévues dans des fluides corrosifs pour le matériau considéré. De plus amples informations sur l'érosion par le sable sont fournies en 6.5.