

DIN EN ISO 21457



ICS 75.180.10

**Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie –
Werkstoffauswahl und Korrosionsschutzmaßnahmen für Öl- und
Gasproduktionssysteme (ISO 21457:2010);
Deutsche Fassung EN ISO 21457:2010**

Petroleum, petrochemical and natural gas industries –
Materials selection and corrosion control for oil and gas production systems
(ISO 21457:2010);
German version EN ISO 21457:2010

Industries du pétrole, de la pétrochimie et du gaz naturel –
Choix de matériaux et contrôle de corrosion pour les systèmes de production de pétrole et
de gaz (ISO 21457:2010);
Version allemande EN ISO 21457:2010

Gesamtumfang 50 Seiten

Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG) im DIN

Nationales Vorwort

Dieses Dokument (EN ISO 21457:2010) wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 67 „Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries“, Working group WG 8 „Materials, corrosion control, welding and jointing, and non-destructive examination (NDE)“ in Zusammenarbeit mit dem Technischen Komitee CEN/TC 12 „Materialien, Ausrüstungen und Offshore-Bauwerke für die Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie“ (Sekretariat: AFNOR, Frankreich) erarbeitet.

Für Deutschland hat hieran der Arbeitsausschuss NA 109-00-01 AA „Materialien, Ausrüstungen und Offshore-Bauwerke für die Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie — Spiegelausschuss zu CEN/TC 12 und ISO/TC 67“ im Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG) des DIN Deutsches Institut für Normung e. V. mitgearbeitet.

Für die in diesem Dokument zitierten Internationalen Normen wird im Folgenden auf die entsprechenden Deutschen Normen hingewiesen:

ISO 15156-1	siehe	DIN EN ISO 15156-1
ISO 15156-2	siehe	DIN EN ISO 15156-2
ISO 15156-3	siehe	DIN EN ISO 15156-3

Nationaler Anhang NA (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN ISO 15156-1, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Werkstoffe für den Einsatz in H₂S-haltiger Umgebung bei der Öl- und Gasgewinnung — Teil 1: Allgemeine Grundlagen für die Auswahl von gegen Rissbildung beständigen Werkstoffen*

DIN EN ISO 15156-2, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Werkstoffe für den Einsatz in H₂S-haltiger Umgebung bei der Öl- und Gasgewinnung — Teil 2: Gegen Rissbildung beständige unlegierte und niedriglegierte Stähle und Gusseisen*

DIN EN ISO 15156-3, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Werkstoffe für den Einsatz in H₂S-haltiger Umgebung bei der Öl- und Gasgewinnung — Teil 3: Hochlegierte Stähle (CRAs) und andere Legierungen*

Deutsche Fassung

Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie —
Werkstoffauswahl und Korrosionsschutzmaßnahmen
für Öl- und Gasproduktionssysteme
(ISO 21457:2010)

Petroleum, petrochemical and natural gas industries —
Materials selection and corrosion control
for oil and gas production systems
(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
(ISO 21457:2010)

Diese Europäische Norm wurde vom CEN am 11. September 2010 angenommen.

Die CEN-Mitglieder sind gehalten, die CEN/CENELEC-Geschäftsordnung zu erfüllen, in der die Bedingungen festgelegt sind, unter denen dieser Europäischen Norm ohne jede Änderung der Status einer nationalen Norm zu geben ist. Auf dem letzten Stand befindliche Listen dieser nationalen Normen mit ihren bibliographischen Angaben sind beim Management-Zentrum des CEN oder bei jedem CEN-Mitglied auf Anfrage erhältlich.

Diese Europäische Norm besteht in drei offiziellen Fassungen (Deutsch, Englisch, Französisch). Eine Fassung in einer anderen Sprache, die von einem CEN-Mitglied in eigener Verantwortung durch Übersetzung in seine Landessprache gemacht und dem Management-Zentrum mitgeteilt worden ist, hat den gleichen Status wie die offiziellen Fassungen.

CEN-Mitglieder sind die nationalen Normungsinstitute von Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, den Niederlanden, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, der Schweiz, der Slowakei, Slowenien, Spanien, der Tschechischen Republik, Ungarn, dem Vereinigten Königreich und Zypern.



EUROPÄISCHES KOMITEE FÜR NORMUNG
EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION
COMITÉ EUROPÉEN DE NORMALISATION

Management-Zentrum: Avenue Marnix 17, B-1000 Brüssel

Inhalt

	Seite
Vorwort	3
Einleitung.....	4
1 Anwendungsbereich	5
2 Normative Verweisungen	5
3 Begriffe und Abkürzungen.....	6
3.1 Begriffe	6
3.2 Abkürzungen	9
4 Auslegungsbezogene Angaben zur Werkstoffauswahl.....	10
5 Bericht zur Werkstoffauswahl	11
6 Allgemeine Leitlinien für Korrosionsbewertungen und Werkstoffauswahl.....	11
6.1 Allgemeines	11
6.2 Innere Korrosion bei Förderung und Verarbeitung von Erdöl und Erdgas	12
6.3 Interne Korrosion in Einpresssystemen	17
6.4 Interne Korrosion in Versorgungssystemen	17
6.5 Sanderosion	17
6.6 Bewertung der äußeren Korrosion	18
6.7 Polymerwerkstoffe.....	20
6.8 Glasfaserverstärkte Kunststoffe (GFK)	21
6.9 Mechanische Eigenschaften und Anwendungsgrenzen des Werkstoffs	21
7 Werkstoffauswahl für spezifische Anwendungen und Systeme	22
7.1 Einleitung.....	22
7.2 Anlagen für die Förderung und Verarbeitung von Erdöl und Erdgas	22
7.3 Einpresssysteme	24
7.4 Versorgungssysteme	26
7.5 Rohrleitungen und Förderleitungen	31
8 Korrosionsschutz	32
8.1 Chemische Behandlung.....	32
8.2 Interner Korrosionszuschlag	33
8.3 Auswahl von Innen- und Außenbeschichtungen	34
8.4 Externer Korrosionsschutz im Spritzwasserbereich	34
8.5 Kathodenschutz.....	35
8.6 Korrosionsschutz geschlossener Räume	35
8.7 Verbindung unterschiedlicher Werkstoffe	35
8.8 Dichtungswerkstoffe	36
8.9 Schraubenwerkstoffe	37
8.10 Auftragsschweißung an Schweißnähten	38
8.11 Bevorzugte Schweißnahtkorrosion	38
8.12 Korrosionsmanagement	38
Anhang A (informativ) Bemessungsgrundlage für Kohlenwasserstoffanlagen	39
Anhang B (informativ) Korrosionsüberwachung	41
Anhang C (informativ) Chemische Zusammensetzung einiger typischer Ölfeldlegierungen	43
Literaturhinweise	47

Vorwort

Dieses Dokument (EN ISO 21457:2010) wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 67 „Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries“ in Zusammenarbeit mit dem Technischen Komitee CEN/TC 12 „Materialien, Ausrüstung und Offshore-Bauwerke für die Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie“ erarbeitet, dessen Sekretariat vom AFNOR gehalten wird.

Diese Europäische Norm muss den Status einer nationalen Norm erhalten, entweder durch Veröffentlichung eines identischen Textes oder durch Anerkennung bis März 2011 und etwaige entgegenstehende nationale Normen müssen bis März 2011 zurückgezogen werden.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Texte dieses Dokuments Patentrechte berühren können. CEN [und/oder CENELEC] sind nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Entsprechend der CEN/CENELEC-Geschäftsordnung sind die nationalen Normungsinstitute der folgenden Länder gehalten, diese Europäische Norm zu übernehmen: Belgien, Bulgarien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Kroatien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Rumänien, Schweden, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Ungarn, Vereinigtes Königreich und Zypern.

Anerkennungsnotiz

Der Text von ISO 21457:2010 wurde vom CEN als EN ISO 21457:2010 ohne irgendeine Abänderung genehmigt.

Einleitung

Die Bereitstellung bewährter und stabiler Leitlinien für die Werkstoffauswahl bietet ein Mittel für die zufriedenstellende Bewertung der Langzeit-Werkstoffeigenschaften entsprechend den Mindestanforderungen für einen breiten Endverbraucherbereich in der Erdöl-, petrochemischen und Erdgasindustrie. Ein zusätzlicher Vorteil kann es sein, dass den Produktlieferanten die Entwicklung, Herstellung und Lieferung von serienmäßig produzierten Ausrüstungen, die den Anforderungen entsprechen, ermöglicht wird.

Projekte für die Erdöl- und Erdgasproduktion profitieren von einer strukturierten Bewertung der Werkstoffe für die verschiedenen zu handhabenden Medien. Daher ist das Hauptziel dieser Internationalen Norm die Bereitstellung allgemeiner Anforderungen mit Leitlinien für die Auswahl von Werkstoffen für Systeme und deren Bestandteile unter angemessener Berücksichtigung der geförderten Medien und der äußeren Umgebung.

Es unterliegt der Verantwortung des Endverbrauchers, eine Projektspezifikation hinsichtlich der Umsetzung der in dieser Internationalen Norm angegebenen Anforderungen und Leitlinien sowie zur Festlegung der Auslegungsbedingungen zu erstellen. Neben dem Endverbraucher unterliegt die Werkstoffauswahl der Organisation, die für die Anlage oder dem Aufbau der Ausrüstung verantwortlich ist.

Diese Internationale Norm wurde erarbeitet, um den verantwortlichen Parteien einen strukturierten Prozess für eine einheitliche Werkstoffauswahl als Teil der technischen Planung bereitzustellen, beruhend auf einer Bemessungsgrundlage für eine bestimmte Anlage. Die Hauptanwender dieser Internationalen Norm sind Erdölfirmer und die von ihnen beauftragten Ingenieure.

Anwender dieser Internationalen Norm werden darauf hingewiesen, dass weitere oder abweichende Anforderungen für Einzelanwendungen erforderlich sein können. Diese Internationale Norm ist nicht dafür vorgesehen, einen Verkäufer am Anbieten oder einen Käufer am Annehmen alternativer Ausrüstungen oder technischer Lösungen für die Einzelanwendung zu hindern. Dies kann insbesondere zutreffen, wenn eine innovative oder ständig weiterentwickelte Technologie vorhanden ist. Wird eine Alternative angeboten, ist zu empfehlen, dass der Verkäufer alle Abweichungen von dieser Internationalen Norm identifiziert und detailliert beschreibt.

1 Anwendungsbereich

Diese Internationale Norm gibt die Korrosionsmechanismen und Bewertungsparameter für die Auswahl der Werkstoffe von Rohrleitungen, Rohren und Ausrüstungen für den Transport und die Verarbeitung von Kohlenwasserstoffen an, einschließlich Versorgungs- und Einleitungssystemen. Dies umfasst sämtliche Ausrüstungen vom Bohrlochkopf bis hin zur Rohrleitung für stabilisierte Produkte. Diese Internationale Norm gilt nicht für Bauteile innerhalb des Bohrloches.

Angegeben sind Leitlinien für:

- Korrosionsbewertungen;
- Werkstoffauswahl für spezifische Anwendungen und/oder Systeme;
- Leistungsgrenzen für spezifische Werkstoffe;
- Korrosionsprüfung.

Diese Internationale Norm bezieht sich auf allgemein verfügbare Werkstoffe mit bekannten und dokumentierten Eigenschaften. Sie ermöglicht darüber hinaus die Bewertung und Zulassung anderer Werkstoffe für den Gebrauch.

Diese Internationale Norm enthält keine ausführlichen Werkstoffanforderungen oder Empfehlungen für die Herstellung und Prüfung von Ausrüstung. Derartige Angaben sind speziellen Produkt- und Herstellungsnormen zu entnehmen.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden zitierten Dokumente sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

ISO 15156-1¹⁾, *Petroleum and natural gas industries — Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production — Part 1: General principles for selection of cracking-resistant materials*

ISO 15156-2¹⁾, *Petroleum and natural gas industries — Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production — Part 2: Cracking-resistant carbon and low alloy steels, and the use of cast irons*

ISO 15156-3¹⁾, *Petroleum and natural gas industries — Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production — Part 3: Cracking-resistant CRAs (corrosion-resistant alloys) and other alloys*

1) ISO 15156 (alle Teile) wurde durch NACE als NACE MR0175/ISO 15156 übernommen.

3 Begriffe und Abkürzungen

3.1 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

3.1.1

Grundwasser

Wasser aus einer Bodenschicht aus wasserführendem, durchlässigem Gestein oder losen Materialien

3.1.2

Kohlenstoffstahl (unlegierter Stahl)

Legierung von Kohlenstoff und Eisen, die einen Massenanteil an Kohlenstoff von bis zu 2 % und einen Massenanteil an Mangan von bis zu 1,65 % sowie weitere Elemente enthalten kann, nicht gerechnet jene, die absichtlich in spezifischen Mengen zur Desoxidation beigegeben werden (meist Silizium und/oder Aluminium)

ANMERKUNG In der Erdölindustrie verwendete Kohlenstoffstähle enthalten üblicherweise einen Massenanteil an Kohlenstoff von weniger als 0,8 %.

[ISO 15156-1:2009, Definition 3.3]

3.1.3

korrosionsbeständige Legierung

Legierung, die beständig gegen allgemeine und örtlich begrenzte Korrosion in Ölfeldumgebungen sein soll, in denen nichtlegierte Stähle korrodieren

ANMERKUNG Diese Definition entspricht ISO 15156-1 und umfasst Werkstoffe wie SS mit einem Mindestgehalt von 11,5 g % (Masseanteil) an Chrom sowie Nickel-, Kobalt- und Titanlegierungen. Andere ISO-Normen können andere Definitionen enthalten.

3.1.4

Anwender

Eigentümer oder Organisation, der/die für den Betrieb einer Installation/Anlage verantwortlich ist

3.1.5

Automatenstahl

Stahl, dem absichtlich Elemente wie Schwefel, Selen oder Blei beigelegt wurden, um die Zerspanbarkeit zu verbessern

3.1.6

Fugazität

nicht idealer Partialdruck, den eine Komponente eines Gemisches in der Gasphase ausübt, wenn sie im Gleichgewicht mit dem flüssigen Gemisch steht

ANMERKUNG Der Fugazitätsfaktor ist von der Temperatur und dem Gesamtdruck abhängig.

3.1.7

glasfaserverstärkter Kunststoff

Verbundstoff aus wärmehärtbarem Harz mit Glasfaserverstärkung

3.1.8

wasserstoffinduzierte Rissbildung

HIC

planare Rissbildung, die bei Kohlenstoffstählen und niedriglegierten Stählen auftritt, wenn atomarer Wasserstoff in den Stahl diffundiert und sich in Hohlräumen zu molekularem Wasserstoff verbindet

ANMERKUNG Die Rissbildung ist eine Folge des durch die Wasserstoffabscheidung ansteigenden Drucks in den Hohlräumen. Wasserstoffinduzierte Risse können ohne von außen aufgebrachte Spannung entstehen. Hohlräume, die HIC verursachen können, finden sich im Allgemeinen in Stählen mit hohem Verunreinigungsgrad und einer hohen Dichte planarer Einschlüsse und/oder Bereichen von Gefügeanomalien (z. B. Zeilenbildung), die durch Trennung von Verunreinigungen und Legierungselementen im Stahl entstehen. Diese Form der wasserstoffinduzierten Rissbildung steht nicht im Zusammenhang mit Schweißungen.

[ISO 15156-1:2009, Definition 3.12]

3.1.9

wasserstoffinduzierte Spannungsrissskorrosion

HSC

Rissbildung aufgrund von in einem Metall vorhandenem Wasserstoff sowie Zugspannung (Restspannung und/oder aufgebrachte Spannung)

ANMERKUNG HSC beschreibt die Rissbildung in Metallen, die nicht zu SSC neigen, die aber durch Wasserstoff verspröden können, wenn sie als Kathode elektrisch leitend mit einem anderen Metall verbunden sind, das als Anode aktiv korrodiert. Diese Form der Rissbildung wird auch als „galvanisch induzierte HSC“ bezeichnet.

[ISO 15156-1:2009, Definition 3.13]

3.1.10

Flüssigmetallversprödung

Form der Rissbildung, die durch bestimmte flüssige Metalle in Kontakt mit spezifischen Legierungen verursacht wird

3.1.11

niedriglegierter Stahl

Stahl mit einem Gesamtlegierungsgehalt, der geringer als 5 % (Masseanteil) ist, aber höher als für Kohlenstoffstahl festgelegt

BEISPIEL AISI 4130, AISI 8630, ASTM A182, Sorte F22 ^[20]

3.1.12

Hersteller

Firma oder Gesellschaft, die für die Herstellung von Produkten in Übereinstimmung mit den auftragsspezifischen Anforderungen und/oder mit den in der zutreffenden Produktspezifikation festgelegten Eigenschaften verantwortlich ist

3.1.13

Meeresatmosphäre

Atmosphäre am Meer und in dessen Nähe

ANMERKUNG Eine Meeresatmosphäre erstreckt sich über eine bestimmte Entfernung ins Land hinein, abhängig von der Topographie und der vorherrschenden Windrichtung. Sie ist stark belastet mit Meersalz-Aerosolen (im Wesentlichen Chloride).

[ISO 12944-2:1998, Definition 3.7.4]

3.1.14

maximale Betriebstemperatur

maximale Temperatur, der ein Bauteil ausgesetzt ist, einschließlich Abweichungen vom Normalbetrieb, wie z. B. bei Anlauf/Ausschalten

3.1.15

an Land (Onshore)

Bereich im Landesinneren ohne chloridhaltige Atmosphäre

3.1.16

Betriebstemperatur

Temperatur, der ein Bauteil während des Normalbetriebes ausgesetzt ist

3.1.17

pH-Wert-Stabilisierung

Erhöhung des vorherrschenden pH-Wertes mittels geeigneter Chemikalien zur Verringerung der CO₂-Korrosion in Kohlenwasserstoffsystemen mit Kondenswasser

3.1.18

Lochfraßindex (Wirksumme)

PREN

F_{PREN}

entwickelt, um die Lochfraßbeständigkeit von nichtrostendem Stahl auf der Grundlage der Anteile der Elemente Cr, Mo, W und N in der chemischen Zusammensetzung der Legierung wiederzugeben und vorauszuberechnen

ANMERKUNG 1 Für die Anwendung dieser Internationalen Norm wird F_{PREN} unter Verwendung von Gleichung (1) berechnet:

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

Dabei ist

- w_{Cr} der prozentuale Masseanteil von Chrom in der Legierung;
- w_{Mo} der prozentuale Masseanteil von Molybdän in der Legierung;
- w_{W} der prozentuale Masseanteil von Wolfram in der Legierung;
- w_{N} der prozentuale Masseanteil von Stickstoff in der Legierung.

ANMERKUNG 2 Übernommen aus ISO 15156-3:2009, Definition 3.10 sowie ISO 15156-3:2009, 6.3.

3.1.19

Typ 13Cr

martensitische nichtrostende Stahllegierungen mit einem Nenn-Chromgehaltes von 13 % (Masseanteil)

BEISPIEL UNS S41000; UNS S41500

3.1.20

Typ 316

austenitische nichtrostende Stahllegierungen vom Typ UNS S31600/S31603

3.1.21

Typ 6Mo

austenitische nichtrostende Stahllegierungen mit einem $\text{PREN} \geq 40$ und einem Nenn-Molybdänanteil von 6 % (Masseanteil) sowie Nickellegierungen mit einem Molybdänanteil zwischen 6 % und 8 % (Masseanteil)

BEISPIEL UNS S31254; UNS N08367; UNS N08926

3.1.22

Typ 22Cr Duplex

ferritische/austenitische nichtrostende Stahllegierungen mit $30 \leq \text{PREN} \leq 40$ und einem Molybdänanteil von ≤ 2 % (Masseanteil)

BEISPIEL UNS S31803; UNS S32205

3.1.23

Typ 25Cr Duplex

ferritische/austenitische nichtrostende Stahllegierungen mit $40 \leq \text{PREN} \leq 45$

BEISPIEL UNS S32750; UNS S32760

3.1.24

Spannungsrissskorrosion

SCC

Rissbildung bei Metallen unter Beteiligung von örtlich begrenzter Korrosion durch anodische Prozesse und Zugspannung (Restspannung und/oder aufgebrachte Spannung)

ANMERKUNG 1 Temperatur, pH-Wert, Chloride, gelöster Sauerstoff, H_2S und CO_2 sind Parameter, die die Anfälligkeit von Metallen für SCC beeinflussen.

ANMERKUNG 2 Diese Definition entspricht nicht der Definition 3.21 in ISO 15156-1:2009 für den gleichen Begriff, da sie auch für äußere Umgebungen gilt.

3.1.25

schwefelwasserstoffinduzierte Spannungsrissskorrosion

SSC

Rissbildung bei Metallen unter Beteiligung von Korrosion und Zugspannung (Rest- und/oder aufgebrachte Spannung) in Gegenwart von Wasser und H_2S

ANMERKUNG Bei der SSC handelt es sich um eine Form der wasserstoffinduzierten Spannungsrissskorrosion (HSC), die mit der Versprödung des Metalls durch atomaren Wasserstoff verbunden ist, welcher durch Säurekorrosion an der Metalloberfläche entsteht. Die Wasserstoffaufnahme wird durch das Vorhandensein von Sulfiden begünstigt. Atomarer Wasserstoff kann in das Metall diffundieren, die Duktilität vermindern und die Anfälligkeit für Rissbildung erhöhen. Hochfeste Metallwerkstoffe und harte Schweißzonen sind anfällig für SSC.

[ISO 15156-1:2009, Definition 3.23]

3.2 Abkürzungen

AFFF	filmbildender Schaum auf Wasserbasis
API	American Petroleum Institute
ASCC	alkalische Spannungsrissskorrosion
ASME	American Society of Mechanical Engineers
CP	Kathodenschutz
CRA	korrosionsbeständige Legierung
CUI	Korrosion unter Isolierung
GFK	glasfaserverstärkter Kunststoff
HAZ	Wärmeeinflusszone
HB	Brinell-Härte
HDG	feuerverzinkt
HIC	wasserstoffinduzierte Rissbildung
HRC	Rockwell-Härte C

HSC	wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion
HVAC	Heizung-Belüftung-Klimatisierung
MEG	Monoethylenglycol
MIC	mikrobiologisch induzierte Korrosion
PE	Polyethylen
PP	Polypropylen
PREN	Lochfraßindex
PTFE	Polytetrafluorethylen
PVC	Polyvinylchlorid
SCC	Spannungsrisskorrosion
SMYS	festgelegte Mindeststreckgrenze
SS	nichtrostender Stahl
SSC	schwefelwasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion
SWC	stufenförmige Rissbildung
TEG	Triethylenglykol
UNS	einheitliches Nummerierungssystem (für Legierungen)

4 Auslegungsbezogene Angaben zur Werkstoffauswahl

Diese Internationale Norm enthält Leitlinien für die Werkstoffauswahl für Erdöl- und Erdgasförderanlagen. Der Anwender sollte mindestens die in Tabelle 1 festgelegten Angaben zum Zeitpunkt der Anfrage und des Vertragsabschlusses bereitstellen, um den Vertragspartner in die Lage zu versetzen, die Werkstoffauswahl für die Anlage durchzuführen.

Tabelle 1 — Auslegungsbezogene Angaben zur Werkstoffauswahl

Erforderliche Angabe	Abschnitt
Bemessungsgrundlage des Projektes, siehe Anhang A	6.1
Modell zur Vorausberechnung der Korrosion	6.2.1 und 6.2.2.2
Künftige Änderungen des H ₂ S-Gehaltes der Lagerstätte	6.2.2.4
Verfahrensweise für die Berechnung des pH-Wertes von gefördertem Wasser	6.2.3.2
Analyse von Formationswasser	6.2.3.2
Quecksilbergehalt in Fördermedien oder Gas	6.2.3.8
Sauerstoffgehalt in luftfreiem Meerwasser für die Einleitung	6.3
Modell zur Vorausberechnung der Erosion	6.5

Tabelle 1 (fortgesetzt)

Erforderliche Angabe	Abschnitt
Temperaturgrenzen für den Einsatz von SS in Meeresumgebungen	6.6.2, Tabelle 3
Übereinstimmung mit DNV RP-F-112 ^[18] für DSS mit Kathodenschutz	6.6.4
Grenzen für mechanische Eigenschaften und Einsatz von Werkstoffen	6.9
Temperaturgrenzen für nicht metallische Werkstoffe	7.4.2, Tabelle 9
Umweltbezogene Anforderungen bei Einsatz von Korrosionsinhibitor	8.1
Modell für die Ausleitung von Korrosionsinhibitoren, Prüfverfahren für Korrosionsinhibitoren und Annahmekriterien	8.1
Einsatz von Außenbeschichtungen zur Erhöhung der maximalen Temperatur für SS	8.3
Festzulegende zutreffende Norm für die Auslegung von CP	8.5.1
Festigkeits- und Härtegrenzen für Verschraubungen in Meeresumgebungen	8.9

5 Bericht zur Werkstoffauswahl

Korrosionsbewertungen und Werkstoffauswahl sollten in einem Bericht zur weiteren Verwendung durch die Projekt- oder Arbeitsgruppen dokumentiert werden.

Dieser sollte Folgendes enthalten:

- Kurzbeschreibung des Projektes und der zu erwartenden Anlagen, z. B. Plan des Erdölfeldes, Abgelegenhheit des Standortes, Vergleich von bemannten und unbemannten Anlagen, usw.;
- werkstoffbezogene Auslegungsdaten für die Betriebsbedingungen während der angestrebten Lebensdauer der Anlage, z. B. Temperaturen, Drücke, Medienzusammensetzung, Sandförderung usw. (siehe Anhang A);
- Korrosionsbewertungen und Werkstoffauswahl;
- Anforderungen an die Wirksamkeit und Verfügbarkeit von Korrosionsinhibitoren;
- Anforderungen für den Korrosionsschutz, z. B. CP und Beschichtungen;
- Anforderungen für die Korrosionsüberwachung;
- Identifikation von werkstoffbezogenen Unsicherheiten, neue Anwendungen für Werkstoffe, Einsatz neuer Werkstoffsorten;
- Notwendigkeit der Werkstoffzulassungsprüfung.

6 Allgemeine Leitlinien für Korrosionsbewertungen und Werkstoffauswahl

6.1 Allgemeines

Beim Prozess der Werkstoffauswahl müssen alle gesetzlichen und behördlichen Anforderungen berücksichtigt werden. Die Auslegungskriterien des Projektes, wie z. B. Nennlebensdauer, Inspektion- und Wartungsphilosophie, Sicherheits- und Umgebungsprofil, Betriebszuverlässigkeit sowie projektspezifische Anforderungen, sollten in Betracht gezogen werden.

Im Allgemeinen sollte eine Auswahl widerstandsfähiger Werkstoffe erfolgen, um die Betriebszuverlässigkeit während der gesamten Nennlebensdauer sicherzustellen. Bei Offshore-Anlagen und insbesondere bei Unterwasseranlagen kann der Zugang für Instandhaltung und Reparaturen begrenzt und kostenaufwändig sein und sollte sorgfältig bei der Auslegung betrachtet werden.

Die Werkstoffauswahl sollte gewöhnlich auf einer Bewertung von Korrosion und Erosion entsprechend den nachfolgenden Abschnitten beruhen. Alle von innen und außen einwirkenden Medien sollten für die gesamte Nennlebensdauer betrachtet werden. Diese sollte auch die Phasen von Transport, Lagerung, Aufstellung, Prüfung und Konservierung beinhalten. Zersetzungsmechanismen, die nicht speziell in dieser Internationalen Norm behandelt sind, wie z. B. Ermüdung, Korrosionsermüdung, Abnutzung und Verschleiß sollten für die betroffenen Bauteile und Auslegungsbedingungen berücksichtigt werden.

Mechanische Eigenschaften und Anwendungsgrenzen für unterschiedliche Werkstoffsorten sollten den Anforderungen und Leitlinien einer zutreffenden Auslegungsvorschrift nach 6.9 entsprechen. Die Schweiß-eignung des Werkstoffs sollte ebenfalls betrachtet werden, um eine effektive Herstellung sicherzustellen.

Kosten und Verfügbarkeit der Werkstoffe haben einen wesentlichen Einfluss auf die Werkstoffauswahl und zur Unterstützung der endgültigen Auswahl sollten Bewertungen durchgeführt werden.

ANMERKUNG Eine Methodik für angemessene Bewertungen der Betriebsdauerkosten ist ISO 15663-2 zu entnehmen.

6.2 Innere Korrosion bei Förderung und Verarbeitung von Erdöl und Erdgas

6.2.1 Korrosionsbewertung

Eine Korrosionsbewertung sollte durchgeführt werden, um die allgemeine Korrosivität der innen einwirkenden Medien gegenüber den betrachteten Werkstoffen zu bestimmen. Die Korrosionsmechanismen und die festgelegten Prozessauslegungsparameter nach 6.2.2 und 6.2.3 sollten berücksichtigt werden.

Die Korrosionsbewertung sollte auf einem Modell für die Vorausberechnung der Korrosion beruhen oder auf mit dem Anwender vereinbarten, zutreffenden Prüf- oder Praxisdaten für die Korrosion. Allgemeine und örtlich begrenzte Korrosion von Kohlenstoffstahl tritt in Abhängigkeit von der Zeit auf, und die zu erwartende Korrosionsrate sollte für die Betriebsbedingungen berechnet werden.

6.2.2 Korrosionsmechanismen

6.2.2.1 Allgemeines

Bei Systemen aus Kohlenstoffstahl oder CRA für nasse Kohlenwasserstoffe sollten die Korrosionsmechanismen nach Tabelle 2 bewertet werden:

Tabelle 2 — Interne Korrosionsmechanismen für Werkstoffe in Kohlenwasserstoffanlagen

Korrosionsmechanismus	Kohlenstoffstahl und niedriglegierter Stahl	CRA
CO ₂ - und H ₂ S-Korrosion	Ja	Ja ^a
MIC	Ja	Ja
SSC und SCC aufgrund von H ₂ S	Ja	Ja
HIC/SWC	Ja	Nein
ASCC	Ja	Nein
SCC ohne H ₂ S	Nein	Ja

^a Das Vorhandensein von H₂S in Kombination mit CO₂ kann auch zu örtlich begrenzter Korrosion von CRA führen. Die kritischen Parameter sind Temperatur, Chloridgehalt, pH-Wert und Partialdruck von H₂S. Es gibt keine allgemein gültigen Grenzen und die Grenzwerte sind von der Art der CRA abhängig.

6.2.2.2 CO₂- und H₂S-Korrosion

CO₂-Korrosion ist einer der häufigsten Korrosionsmechanismen, die bei Kohlenstoffstahl in Anlagen der Erdöl- und Erdgasförderung und -verarbeitung auftritt. Die wichtigsten Parameter für CO₂-Korrosion sind Temperatur, Partialdruck des CO₂, pH-Wert, Anteil organischer Säuren sowie Durchflussbedingungen. Es sind mehrere Modelle für die Vorausberechnung der CO₂-Korrosion von Kohlenstoffstahl verfügbar, und das anzuwendende Modell sollte mit dem Anwender vereinbart werden.

Das Vorhandensein von H₂S in Verbindung mit CO₂ beeinflusst die Korrosion von Kohlenstoffstahl. Die Korrosionsart ist von den proportionalen Anteilen dieser Bestandteile in den Fördermedien abhängig. Bei Kohlenstoffstahl ist allgemeine Massenverlust-Korrosion aufgrund H₂S-dominierter Korrosionsbedingungen kaum problematisch, da die Eisensulfidschicht eine allgemeine Schutzwirkung hat. Ist die Deckschicht jedoch beschädigt, kann örtlich begrenzte Lochfraßkorrosion auftreten. Ablagerungen von elementarem Schwefel oder Feststoffen aufgrund stagnierender Durchflussbedingungen können zu örtlich begrenzter Korrosion führen. Es gibt keine allgemein anerkannten Korrosionsmodelle für die Vorausberechnung dieser Form von örtlich begrenzter Korrosion, und daher sollten Bewertungen auf betriebstechnischen Erfahrungen beruhen.

Korrosion am oberen Teil der Leitung kann durch Kondensation von Wasser im Oberteil des Rohres bei laminaren Strömungsbedingungen erfolgen. Wichtige Parameter für die Korrosion am oberen Teil der Leitung sind Strömungsart, Betriebstemperatur, Kondensationsrate, CO₂-Fugazität sowie der Anteil organischer Säuren. Korrosion am oberen Teil der Leitung sollte unter Verwendung speziell dafür ausgelegter Modelle bewertet werden oder anhand von Prüfdaten, die unter vergleichbaren Betriebsbedingungen erzielt wurden. Korrosion am oberen Teil der Leitung kann durch das Vorhandensein von H₂S beeinflusst werden.

Strömungsinduzierte Korrosion oder Erosionskorrosion kann auftreten. Strömungsinduzierte Korrosion tritt bei hohen Durchfluggeschwindigkeiten aufgrund des beschleunigten Massetransports von Reaktionsmitteln und -produkten auf. Viele Korrosionsmodelle berücksichtigen die durchflussinduzierte Korrosion; diese sollten für die Vorhersage der Korrosionsrate unter Strömungsbedingungen verwendet werden. Bei sehr hohen Mediengeschwindigkeiten kann die Flüssigphase selbst in Abwesenheit von Feststoffen so energiereich sein, dass mechanische Erosion von Schutzschichten oder Entfernen des Inhibitor-Schutzfilms in inhibierten Leitungen und somit Erosionskorrosion auftritt. Bei Vorhandensein von Feststoffen kann eine derartige mechanische Erosion von Schutzschichten/-filmen bereits bei geringeren Mediengeschwindigkeiten auftreten. In beiden Fällen führt dies schneller zur Unbrauchbarkeit eines Werkstoffs als durch bloßes Addieren der voraussichtlichen Korrosions- und Erosionsraten zu erwarten. Diese Erosionskorrosion kann auch bei geringen vorhergesagten Sanderosionsraten in Medien mit korrosiver Wirkung auf den betreffenden Werkstoff auftreten. Weitere Angaben zur Sanderosion sind 6.5 zu entnehmen.

6.2.2.3 Mikrobiologisch induzierte Korrosion (MIC)

MIC aufgrund von SRB (sulfatreduzierende Bakterien) oder anderen Bakterien, z. B. säureproduzierenden und nitratreduzierenden Bakterien, kann zu hohen örtlich begrenzten Korrosionsraten führen. Das Auftreten von MIC wird durch geringe Durchfluggeschwindigkeiten begünstigt.

MIC tritt mit erhöhter Wahrscheinlichkeit an Totenden und an anderen Stagnationsstellen auf. Reinigung und chemische Behandlung können zur Verhinderung von MIC eingesetzt werden. Die Notwendigkeit für Probenahmestellen und Biozid-Dosieranlagen sollten bei der Auslegung berücksichtigt werden.

ANMERKUNG MIC wird gewöhnlich eher durch sessile Bakterien in Kontakt mit Kohlenstoffstahl als durch planktonische Bakterien verursacht.

6.2.2.4 SSC und SCC aufgrund von H₂S

Bewertung und Einsatz von Werkstoffen unter Bedingungen mit H₂S, bei denen Rissbildung in Verbindung mit HIC möglich ist, müssen den Anforderungen nach ISO 15156 (alle Teile) entsprechen. Diese Bewertung sollte die Möglichkeit zukünftiger Änderungen des H₂S-Gehaltes der Lagerstätte einschließen, insbesondere bei geplanter Wassereinleitung. Gastrocknung oder der Einsatz von Korrosionsinhibitoren sollten keinen Einfluss auf die Anforderung für den Einsatz von H₂S-beständigen Werkstoffen haben, wenn die Bedingungen ansonsten nach ISO 15156 (alle Teile) als saurer Einsatzbereich eingestuft werden.