

DIN EN ISO 13628-15

ICS 75.180.10

**Erdöl- und Erdgasindustrie –
Auslegung und Betrieb von Unterwasser-Produktionssystemen –
Teil 15: Unterwasser-Aufbauten und Verteilerstücke
(ISO 13628-15:2011);
Englische Fassung EN ISO 13628-15:2011**

Petroleum and natural gas industries –
Design and operation of subsea production systems –
Part 15: Subsea structures and manifolds (ISO 13628-15:2011);
English version EN ISO 13628-15:2011

Industries du pétrole et du gaz naturel –
Conception et exploitation des systèmes de production immergés –
Partie 15: Structures immergés et manifolds (ISO 13628-15:2011);
Version anglaise EN ISO 13628-15:2011

Gesamtumfang 80 Seiten

Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG) im DIN

Nationales Vorwort

Dieses Dokument (EN ISO 13628-15:2011) wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 67/SC 4 „Drilling and production equipment“ 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 Arbeitskreis NA 109-00-01-04 AK „Bohr- und Fördereinrichtungen — Spiegelausschuss zu ISO/TC 67/SC 4“ im Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG) des DIN Deutsches Institut für Normung e. V. mitgearbeitet.

Dieses Dokument enthält unter Berücksichtigung des DIN-Präsidialbeschlusses 1/2004 nur die englische Originalfassung von EN ISO 13628-15.

Dieses Dokument enthält neben den gesetzlichen Einheiten auch die Einheiten „°F“, „ft“, „in (inch)“ und „lb (pound)“ die in Deutschland nicht zugelassen sind. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Anwendung dieser Einheit im nationalen amtlichen und geschäftlichen Verkehr aufgrund des Gesetzes über Einheiten im Messwesen nicht zulässig ist.

Umrechnung:

Nicht-SI-Einheit	SI-Einheit	Umrechnung
°F	°C	$^{\circ}\text{C} = (5/9) (^{\circ}\text{F} - 32)$
ft	m	1 ft = 0,304 8 m
in (inch)	mm	1 inch = 25,4 mm
lb (pound)	kg	1 lb = 0,453 592 37 kg

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

ISO 3183	siehe	DIN EN 10208-1, DIN EN 10208-2
ISO 3834-2	siehe	DIN EN ISO 3834-2
ISO 9606-1	siehe	DIN EN 287-1
ISO 9606-2	siehe	DIN EN ISO 9606-2
ISO 9606-3	siehe	DIN EN ISO 9606-3
ISO 9606-4	siehe	DIN EN ISO 9606-4
ISO 9606-5	siehe	DIN EN ISO 9606-5
ISO 10423	siehe	DIN EN ISO 10423
ISO 10474	siehe	DIN EN 10204
ISO 13628-1	siehe	DIN EN ISO 13628-1
ISO 13628-4	siehe	DIN EN ISO 13628-4
ISO 13628-8	siehe	DIN EN ISO 13628-8
ISO 14731	siehe	DIN EN ISO 14731
ISO 15156 (all parts)	siehe	DIN EN ISO 15156 (alle Teile)
ISO 15590-1	siehe	DIN EN 14870-1
ISO 15609-1	siehe	DIN EN ISO 15609-1
ISO 15609-2	siehe	DIN EN ISO 15609-2
ISO 15609-3	siehe	DIN EN ISO 15609-3
ISO 15609-4	siehe	DIN EN ISO 15609-4

ISO 15609-5	siehe	DIN EN ISO 15609-5
ISO 15614-1	siehe	DIN EN ISO 15614-1
ISO 15614-2	siehe	DIN EN ISO 15614-2
ISO 15614-3	siehe	DIN EN ISO 15614-3
ISO 15614-4	siehe	DIN EN ISO 15614-4
ISO 15614-5	siehe	DIN EN ISO 15614-5
ISO 15614-6	siehe	DIN EN ISO 15614-6
ISO 15614-7	siehe	DIN EN ISO 15614-7
ISO 15614-8	siehe	DIN EN ISO 15614-8
ISO 15614-10	siehe	DIN EN ISO 15614-10
ISO 15614-11	siehe	DIN EN ISO 15614-11
ISO 15614-12	siehe	DIN EN ISO 15614-12
ISO 15614-13	siehe	DIN EN ISO 15614-13

Nationaler Anhang NA (informativ)

Begriffe und Abkürzungen

Die Benennung der folgenden Begriffe und Abkürzungen sind identisch mit der Benennung in der englischen Fassung.

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

3.1.1

Kohlenstoffstahl

Oberbegriff für die Bezeichnung des kompletten Sortiments an Kohlenstoff-, Kohlenstoff-Mangan- und niedrig legiertem Stahl, das für den Bau von konventionellen Ölfeldausrüstungen zum Einsatz kommt

3.1.2

korrosionsbeständige Legierung

CRA

Legierung, die gegen allgemeine Korrosion und örtliche Korrosion (Lochfraß) in solchen Ölfeldumgebungen beständig sein soll, in denen unlegierte Stähle korrodieren

ANMERKUNG Diese Definition stimmt mit ISO 15156 überein (alle Teile) und soll Werkstoffe wie nichtrostende Stähle und Legierungen auf Nickelbasis umfassen. Andere ISO-Dokumente können andere Definitionen enthalten.

3.1.3

Rammpfahl

spülgebohrter Pfahl

Einspülpfahl

gewöhnlich ein hoher Stahlzylinderaufbau, mit oder ohne internem Versteifungssystem, eingesetzt zum Abstützen von Unterwasseraufbauten

ANMERKUNG Rammpfähle werden gewöhnlich mit Schlaghämmern oder Rammen in den Meeresboden eingetrieben, während spülgebohrte Pfähle auf das Ausspülen des Bodens (mit einem Strahlrohr) am unteren Ende des Pfahls angewiesen sind.

3.1.4

Inline-T-Stück

System von Rohrleitungen und Armaturen zur Herstellung eines Unterwasseranschlusses inmitten einer Pipeline; im Allgemeinen ist es fest in die Pipeline eingebaut

ANMERKUNG Die Pipeline kann zum Transport der geförderten Flüssigkeiten oder zum Verteilen von eingespeisten Fluiden benutzt werden.

3.1.5

niedriglegierter Stahl

Stahl mit einem Gehalt an absichtlich hinzugefügten Elementen von mindestens 1 % und weniger als 5 % zur Modifizierung der Eigenschaften

3.1.6**Verteilerstück**

System von Kopfstücken, verzweigten Rohrleitungen und Armaturen, das zum Sammeln von geförderten Fluiden oder zum Verteilen von injizierten Fluiden in Unterwasser-Produktionssystemen für Öl und Gas eingesetzt wird

ANMERKUNG Für Prüfung und Instandhaltung des Bohrlochs kann auch ein System von Verteilerstücken vorgesehen sein. Die zugehörige Ausrüstung kann Armaturen, Pipelineanschlussstücke und Verzweigungen, Drosselventile für die Durchflussregelung und Strömungskreislaufverteiler umfassen. Das System von Verteilerstücken kann zudem Einrichtungen für Steuerungssysteme, wie beispielsweise ein Verteilungssystem für hydraulische und elektrische Funktionen, enthalten sowie Schnittstellenanbindungen zu Überwachungsmodulen vorsehen. Ganz oder teilweise kann das Verteilerstück ein integraler Bestandteil des Templates sein oder bei Bedarf separat nachträglich eingebaut werden. Köpfe von Verteilerstücken könnten Leitungen für die Injektion von Wasser oder chemischen Zusätzen, Mittel für Gasförderung und Bohrlochüberwachung enthalten.

3.1.6.1**Mehrfachverteiler**

Aufbau zur Unterstützung eines Verteilerstücks für geförderte oder injizierte Fluide

ANMERKUNG Mit einem Mehrfachverteiler sind keine Bohrlöcher verbunden.

3.1.7**Schlammplatte**

gewöhnlich eine flache Konstruktion zur Unterstützung eines Unterwasseraufbaus durch Verteilen der Last über eine Baustahlplatte oder ein flaches Unterteil auf den Meeresboden

3.1.8**Pipeline-Endverteilerstück****PLEM**

System von Kopfstücken, Rohrleitungen und Armaturen zum Sammeln der geförderten Flüssigkeiten oder zum Verteilen von injizierten Fluiden in Unterwasser-Produktionssystemen; dieses System ist im Allgemeinen in die Pipeline fest eingebaut und verfügt über mehr als einen Unterwasseranschluss

3.1.9**Pipeline-Endabschlussstücke****PLET**

ein im Allgemeinen in die Pipeline fest eingebautes System von Rohrleitungen und Armaturen, eingesetzt zur Herstellung eines Unterwasseranschlusses am Ende einer Pipeline

ANMERKUNG 1 Gewöhnlich hat ein PLET nur einen Unterwasseranschluss.

ANMERKUNG 2 Die Pipeline kann zum Transport der geförderten Flüssigkeiten oder zum Verteilen von injizierten Fluiden benutzt werden.

3.1.10**Lochfraßbeständigkeits-Äquivalentnummer****PREN**

ein in mehreren Variationen vorkommender Index, der gewöhnlich auf einer festgestellten Lochfraßbeständigkeit von korrosionsbeständigen Legierungen in Gegenwart von Chloriden und Sauerstoff beruht, die z. B. im Meerwasser anzutreffen sind

ANMERKUNG Obwohl diese Indices von Nutzen sind, geben sie keinen direkten Hinweis auf die Beständigkeit gegenüber einer entstandenen erdöl- und gashaltigen Umgebung. Die gebräuchlichsten Beispiele sind:

$$f_{\text{PREN}} = w_{\text{Cr}} + 3,3 w_{\text{Mo}} + 16 w_{\text{N}}$$

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

Dabei ist

w_{Cr}	der Massenanteil an Chrom in der Legierung, angegeben als prozentualer Anteil der Gesamtzusammensetzung;
w_{Mo}	der Massenanteil an Molybdän in der Legierung, angegeben als prozentualer Anteil der Gesamtzusammensetzung;
w_W	der Massenanteil an Wolfram in der Legierung, angegeben als prozentualer Anteil der Gesamtzusammensetzung;
w_N	der Massenanteil an Stickstoff in der Legierung, angegeben als prozentualer Anteil der Gesamtzusammensetzung

3.1.11

Schutzsystem

unabhängige Konstruktion, die die Unterwasserausrüstung gegen Beschädigung vor herabfallenden Gegenständen, Fischfanggeräten und anderen zufällig einwirkenden Lasten schützt

3.1.12

Riser-Verankerungssystem

Förderleitungsverankerung

konstruktiver Aufbau, der eine auf dem Meeresboden verlaufende Förderleitung abstützt oder einen Verladeterminale trägt und der als Aufbau dient, von dem auf die Förderleitung im Verlaufe ihrer Betriebslebensdauer einwirkende Belastungen aufgenommen werden

ANMERKUNG Ein Riser-Verankerungssystem kann auch eine Anschlussmöglichkeit für eine Pipeline aufweisen.

3.1.13

Unterwasserpipeline

Unterwasser-Durchflussleitung

3.1.14

Sour Service

Betrieb bei H_2S enthaltenden Fluiden

ANMERKUNG In diesem Teil von ISO 13628 bezieht sich der „Sour-Service“ auf die Bedingungen, unter denen der Gehalt an H_2S so hoch ist, dass die in ISO 15156 (alle Teile) oder NACE MR 0175 festgelegten Einschränkungen gelten.

3.1.15

Saugrohranker

gewöhnlich ein hoher, am Boden offener und oben gewöhnlich geschlossener Stahlzylinderaufbau, mit oder ohne internem Versteifungssystem, eingesetzt zum Abstützen von Unterwasseraufbauten

ANMERKUNG Installiert wird ein Saugrohranker zunächst durch Herabsenken auf Eindringtiefe in den Meeresboden (d. h. auf eine durch das Eigengewicht des Saugrohrankers bewirkte Eindringtiefe). Der restliche Teil der geforderten Eindringtiefe wird durch das Auspumpen des im Innern des Saugrohrankers eingeschlossenen Wassers erreicht.

3.1.16

Sweet Service

Betrieb bei H_2S -freien Fluiden

3.1.17**Template****Bohrkopfrahen**

auf dem Meeresgrund eingesetzte Rahmenkonstruktion, die beim Bohren eine Führung und Abstützung bietet und Förder-/Injektionsleitungen enthält

ANMERKUNG 1 Gewöhnlich besteht ein Bohrkopfrahen aus einer konstruktiven Anordnung, die beim Bohren eine Führung bietet und/oder für die Abstützung der übrigen Ausrüstung sorgt und Vorkehrungen für eine Fundamentgründung vorsieht (aufgeschichtet oder als Schwerkraft-Betonfundament); gewöhnlich wird sie benutzt, um mehrere Unterwasserbohrlöcher an einem einzelnen Unterwasserstandort zu gruppieren.

ANMERKUNG 2 Das Fördergut von den Templates kann zu schwimmenden Offshore-Ölfördersystemen, Ölplattformen, Verarbeitungsanlagen an Land oder zu abgelegenen, an Land befindlichen Anlagen fließen.

ANMERKUNG 3 Templates können modularisiert ausgeführt sein.

3.1.17.1**modulares Template**

Bohrkopfrahen, der als eine Einheit oder als aus Modulen bestehend um eine Grundstruktur herum montiert wird (häufig das erste Bohrloch)

ANMERKUNG Wird dieser Rahmen als eine Einheit installiert, wird er von freitragender Ausführung sein. Wird er in Form von Modulen installiert, können diese freitragend ausgeführt sein.

3.1.17.2**Bohrschablone**

Mehrkammer-Template, eingesetzt als Bohrerführung zum Vorbohren eines Bohrloches vor dem Installieren von Einrichtungen an der Ölfeldoberfläche

ANMERKUNG Gewöhnlich werden diese Mehrkammer-Templates während der Fertigstellung (Komplettierung) an die Oberfläche der Einrichtung zurückgeholt. Sie können auch unter Wasser mit einzelnen zurück an die Wasseroberfläche führenden Risern komplettiert werden.

3.1.18**Stahlsorte 316**

korrosionsbeständige austenitische Stahllegierung der Stahlsorte UNS S31600/S31603

3.1.19**Stahlsorte 6Mo**

korrosionsbeständige, ferritisch/austenitische Stahllegierung mit $PREN \leq 40$ und Mo als legierendes Element $\geq 6,0 \%$ (Massenanteil) und einer Nickellegierung mit einem Mo-Gehalt im Bereich von 6 % bis 8 % (Massenanteil)

3.1.20**Stahlsorte 22Cr Duplex**

korrosionsbeständige, ferritisch/austenitische Stahllegierung mit $30 < PREN \leq 40$ und $Mo > 1,5 \%$ (Massenanteil)

BEISPIELE UNS S31803- und S32205-Stahl

3.1.21**Stahlsorte 25Cr Duplex**

korrosionsbeständige, ferritisch/austenitische Stahllegierungen mit $40 \leq PREN < 45$

BEISPIELE S32750- und UNS S32760-Stahl

3.1.22

Verifizierung

Bestätigung durch Erbringen des objektiven Nachweises, dass festgelegte Konstruktionsanforderungen erfüllt wurden

ANMERKUNG Eine charakteristische Validierung wird mit Berechnungen, Konstruktionsüberprüfungen, Wasserdruckprüfung (hydrostatische Dichtigkeitsprüfung) und Werksabnahmeprüfung erzielt.

3.1.23

Validierung

Bestätigung durch Erbringen des objektiven Nachweises, dass die betriebsbedingten Anforderungen bei einer bestimmten Anwendung oder einem bestimmten Anwendungsfall erfüllt wurden

ANMERKUNG Eine charakteristische Verifizierung lässt sich durch Qualifikationsprüfung und/oder Systemintegrationsprüfung erzielen.

3.2 Abkürzungen

ACCP	ASNT Central Certification Program (international anerkanntes Zertifizierungssystem für Prüfpersonal)
API	American Petroleum Institute (größter Interessenverband der Öl- und Gasindustrie, einschließlich der petrochemischen Industrie in den USA)
ASME	American Society of Mechanical Engineers (Berufsverband von Maschinenbauingenieuren in den USA)
ASTM	American Society for Testing and Materials (amerikanische Gesellschaft für Materialprüfungsnormen)
ASNT	American Society of Non-destructive Testing (amerikanische Gesellschaft für zerstörungsfreie Prüfung)
AWS	American Welding Society (amerikanischer Fachverband für Schweißtechnik)
BOP	Blowout Preventer/Absperrventil zur Verhinderung eines Blowouts
BPVC	Code für Kessel und Druckgefäße
CE _{IW}	Kohlenstoffäquivalent CE, ermittelt nach der Gleichung des International Institute of Welding (IIW)
CE _{Pcm}	Kohlenstoffäquivalent CE, basierend auf der Ito-Bessoy-Beziehung
CRA	korrosionsbeständige Metalllegierung
DAC	Entfernungs-Amplituden-Kurve
DNV	Det Norske Veritas (norwegische Klassifikationsgesellschaft)
EFW	European Federation for Welding, Joining and Cutting (Europäischer Verband für Schweiß-, Verbindungs- und Schneidtechnik)
EN	Europäische Norm
FBH	Flachbodenbohrung

FIV	strömungsinduzierte Schwingung
FL	Schmelzlinie
GMAW	Metallschutzgasschweißen
GTAW	Wolfram-Inertgasschweißen
HAZ	Wärmeeinflusszone
HAZOP	Gefährdungs- und Funktionsfähigkeitsanalyse
H_D	diffusionsfähiger Wasserstoff, angegeben in ml/100 g abgeschiedenen Metalls
HIP	isostatisches Heißpressen/isostatisch heigepresst
IDS	Datenblatt zur Schnittstelle
IIW	Internationaler Verband für Schweißtechnik (International Institute of Welding)
IWE	International Welding Engineer (weltweit gültige akkreditierte Zusatzqualifikation; höchste Qualifikationsstufe als Schweißaufsichtsperson)
LP	Eindringprüfung
MAG	Metall-Aktivgas
MDT	niedrigste Auslegungstemperatur
MEG	Monoethylenglykol
MIG	Metall-Inertgas
NDT	zerstörungsfreie Prüfung
NORSOK	Norsk Skkels (Vereinigung zur Wahrung der Wettbewerbsposition des Norwegischen Kontinentalschelfs)
NS	Norwegische Normungsorganisation
O-ROV	ferngesteuertes Überwachungs-/Inspektionsfahrzeug
P&ID	Rohrleitungs- und Instrumentenfliebild (RI-Fließbild)
PLEM	Kopplung Schiffschlauch/Pipeline (beim Unterwasserlbernahmesystem)
PLET	Pipeline-Abschlussstück
PQR	Verfahrensbericht
PREN	Lochfrawiderstandsquivalent
PSL	Grad der Produktspezifikation
PWHT	Wärmebehandlung nach dem Schweißen
ROT	fernbettigte Werkzeuge

ROV	ferngesteuertes Fahrzeug
SAFOP	Sicherheits- und Funktionsanalyse
SCM	Unterwasser-Steuereinheit
SMYS	vorgegebene Mindest-Streckgrenze
SSIV	Unterwasserabsperrventil(-anlagen)
TFL	Durchströmungskreislauf
UNS	vereinheitlichtes Nummernsystem
UT	Ultraschallprüfung
VIV	wirbelinduzierten Schwingungen
WM	Schweißgut
WPS	Schweißanweisung
WPQR	Bericht über die Qualifizierung von Schweißverfahren
W-ROV	ferngesteuertes Arbeitsfahrzeug
XT	Eruptionskreuz

Nationaler Anhang NB (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 287-1, *Prüfung von Schweißern — Schmelzschweißen — Teil 1: Stähle*

DIN EN 10208-1, *Stahlrohre für Rohrleitungen für brennbare Medien — Technische Lieferbedingungen — Teil 1: Rohre der Anforderungsklasse A*

DIN EN 10208-2, *Stahlrohre für Rohrleitungen für brennbare Medien — Technische Lieferbedingungen — Teil 2: Rohre der Anforderungsklasse B*

DIN EN 14870-1, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Im Induktionsverfahren gefertigte Rohrbögen, Fittings und Flansche für Rohrleitungs-Transportsysteme — Teil 1: Im Induktionsverfahren gefertigte Rohrbögen*

DIN EN ISO 3834-2, *Qualitätsanforderungen für das Schmelzschweißen von metallischen Werkstoffen — Teil 2: Umfassende Qualitätsanforderungen*

DIN EN ISO 9606-2, *Prüfung von Schweißern — Schmelzschweißen — Teil 2: Aluminium und Aluminiumlegierungen*

DIN EN ISO 9606-3, *Prüfung von Schweißern — Schmelzschweißen — Teil 3: Kupfer und Kupferlegierungen*

DIN EN ISO 9606-4, *Prüfung von Schweißern — Schmelzschweißen — Teil 4: Nickel und Nickellegierungen*

DIN EN ISO 9606-5, *Prüfung von Schweißern — Schmelzschweißen — Teil 5: Titan und Titanlegierungen, Zirkonium und Zirkoniumlegierungen*

DIN EN ISO 10423, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Bohr- und Förderausrüstung — Bohrlochkopf- und Eruptionskreuz-Ausrüstung*

DIN EN 10204, *Metallische Erzeugnisse — Arten von Prüfbescheinigungen*

DIN EN ISO 13628-1, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Auslegung und Betrieb von Unterwasser-Produktionssystemen — Teil 1: Allgemeine Anforderungen und Empfehlungen*

DIN EN ISO 13628-4, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Auslegung und Betrieb von Unterwasser-Produktionssystemen — Teil 4: Bohrloch- und E-Kreuz-Ausrüstungen für den Unterwassereinsatz*

DIN EN ISO 13628-8, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Auslegung und Betrieb von Unterwasser-Produktionssystemen — Teil 8: Schnittstellen mit ferngelenkten Transporteinheiten (ROV) auf Unterwasser-Produktionssystemen*

DIN EN ISO 14731, *Schweißaufsicht — Aufgaben und Verantwortung*

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*

DIN EN ISO 15609-1, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißanweisung — Teil 1: Lichtbogenschweißen*

DIN EN ISO 15609-2, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißanweisung — Teil 2: Gasschweißen*

DIN EN ISO 15609-3, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißanweisung — Teil 3: Elektronenstrahlschweißen*

DIN EN ISO 15609-4, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißanweisung — Teil 4: Laserstrahlschweißen*

DIN EN ISO 15609-5, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißanweisung — Teil 5: Widerstandsschweißen*

DIN EN ISO 15614-1, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißverfahrensprüfung — Teil 1: Lichtbogen- und Gasschweißen von Stählen und Lichtbogenschweißen von Nickel und Nickellegierungen*

DIN EN ISO 15614-2, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißverfahrensprüfung — Teil 2: Lichtbogenschweißen von Aluminium und seinen Legierungen*

DIN EN ISO 15614-3, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißverfahrensprüfung — Teil 3: Schmelzschweißen von unlegierten und niedriglegierten Gusseisen*

DIN EN ISO 15614-4, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißverfahrensprüfung — Teil 4: Fertigungsschweißen von Aluminiumguss*

DIN EN ISO 15614-5, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißverfahrensprüfung — Teil 5: Lichtbogenschweißen von Titan, Zirkonium und ihren Legierungen*

DIN EN ISO 15614-6, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißverfahrensprüfung — Teil 6: Lichtbogen- und Gasschweißen von Kupfer und seinen Legierungen*

DIN EN ISO 15614-7, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißverfahrensprüfung — Teil 7: Auftragschweißen*

DIN EN ISO 15614-8, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißverfahrensprüfung — Teil 8: Einschweißen von Rohren in Rohrböden*

DIN EN ISO 15614-10, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißverfahrensprüfung — Teil 10: Trockenschweißen unter Überdruck*

DIN EN ISO 15614-11, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißverfahrensprüfung — Teil 11: Elektronen- und Laserstrahlschweißen*

DIN EN ISO 15614-12, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißverfahrensprüfung — Teil 12: Widerstandspunkt-, Rollennaht- und Buckelschweißen*

DIN EN ISO 15614-13, *Anforderung und Qualifizierung von Schweißverfahren für metallische Werkstoffe — Schweißverfahrensprüfung — Teil 13: Pressstumpf- und Abbreinstumpfschweißen*

English Version

Petroleum and natural gas industries —
Design and operation of subsea production systems —
Part 15: Subsea structures and manifolds
(ISO 13628-15:2011)

Industries du pétrole et du gaz naturel —
Conception et exploitation des systèmes
de production immergés —
Partie 15: Structures immergées et manifolds
(ISO 13628-15:2011)

Erdöl- und Erdgasindustrie —
Auslegung und Betrieb von
Unterwasser-Produktionssystemen —
Teil 15: Unterwasser-Aufbauten und Verteilerstücke
(ISO 13628-15:2011)

This European Standard was approved by CEN on 13 August 2011.

CEN members are bound to comply with the CEN/CENELEC Internal Regulations which stipulate the conditions for giving this European Standard the status of a national standard without any alteration. Up-to-date lists and bibliographical references concerning such national standards may be obtained on application to the CEN-CENELEC Management Centre or to any CEN member.

This European Standard exists in three official versions (English, French, German). A version in any other language made by translation under the responsibility of a CEN member into its own language and notified to the CEN-CENELEC Management Centre has the same status as the official versions.

CEN members are the national standards bodies of Austria, Belgium, Bulgaria, Croatia, Cyprus, Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Malta, Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Romania, Slovakia, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland and United Kingdom.



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

Management Centre: Avenue Marnix 17, B-1000 Brussels

Contents

	Page
Foreword.....	5
1 Scope	6
2 Normative references	7
3 Terms, abbreviated terms, and definitions	9
3.1 Terms and definitions	9
3.2 Abbreviated terms	12
4 Manifold and template functional considerations	14
4.1 General.....	14
4.2 System requirements	15
4.3 System Interfaces	16
4.4 Cluster manifold requirements.....	17
4.4.1 General.....	17
4.4.2 Alignment	18
4.4.3 Guidance system	18
4.5 Template system requirements.....	18
4.5.1 General.....	18
4.5.2 Drilling and completion interface.....	18
4.5.3 Alignment	18
4.5.4 Guidance system	19
5 Design considerations	19
5.1 System design.....	19
5.1.1 Number of wells	19
5.1.2 Well spacing	19
5.1.3 Maintenance	19
5.1.4 Barrier philosophy	20
5.1.5 Safety	20
5.1.6 External corrosion protection design.....	21
5.1.7 Templates	21
5.2 Loads	21
5.2.1 External loads	21
5.2.2 Thermal effects	22
5.2.3 Templates	22
5.3 Piping design	23
5.3.1 General requirements.....	23
5.3.2 Applicable piping codes	24
5.3.3 Pigging.....	24
5.3.4 Erosion.....	24
5.3.5 Flow assurance	24
5.4 Structural design	24
5.4.1 General.....	24
5.4.2 Bottom frame/guide base/support structure	25
5.4.3 Protection structure.....	26
5.5 Foundation design.....	26
5.5.1 General.....	26
5.5.2 Requirements	27
5.5.3 Levelling	29
5.5.4 Grouting system	29
5.6 Components	29
5.6.1 General.....	29

	Page
5.6.2 Chemical injection	30
5.6.3 Fluid characteristics	30
6 Verification and validation of design	31
6.1 Design verification	31
6.1.1 General	31
6.1.2 Design documentation	31
6.1.3 Design reviews	32
6.1.4 Factory acceptance testing	32
6.2 Design validation	33
6.2.1 General	33
6.2.2 Qualification testing	33
6.2.3 System integration testing	34
6.3 Other comments	35
7 Materials and fabrication requirements to piping systems	35
7.1 General	35
7.2 Pipe and pipe fittings	36
7.3 Forged components	37
7.4 Chemical composition and weldability	37
7.5 Test sampling of base materials	38
7.5.1 General	38
7.5.2 Test sampling of forgings and hot isostatic pressed components	38
7.6 Mechanical and corrosion testing of base materials	38
7.6.1 General	38
7.6.2 Tensile testing	38
7.6.3 Charpy V-notch impact requirements	38
7.6.4 Hardness testing	39
7.6.5 Micrographic examination	39
7.6.6 Corrosion testing	40
7.7 Non-destructive inspection of components	40
7.7.1 Seamless pipes and fittings	40
7.7.2 Welded pipes and fittings	40
7.7.3 Forgings	41
7.7.4 NDT personnel qualifications	41
7.8 Fastener materials	42
7.9 Bending and forming operations	42
7.9.1 General	42
7.9.2 Cold forming	42
7.9.3 Hot induction bending	42
7.10 Overlay welding and buttering of components	44
7.10.1 General	44
7.10.2 Corrosion-resistant overlay	45
7.10.3 Weld buttering	45
7.11 Welding and non-destructive testing of piping systems	45
7.11.1 Welding qualification requirements	45
7.11.2 Welding requirements	49
7.11.3 Inspection and non-destructive testing (NDT) of welds	52
7.11.4 Repair	54
8 Fabrication and manufacturing considerations	54
8.1 External corrosion protection	54
8.2 Colours	54
8.3 Material traceability	54
9 Installation, operation and maintenance considerations	55
9.1 Installation requirements	55
9.2 Operations requirements	55
9.3 Maintenance considerations	56
9.3.1 General	56

	Page
9.3.2 Planning.....	56
9.3.3 Seabed equipment maintenance.....	56
9.4 Requirements during installation.....	57
9.4.1 General.....	57
9.4.2 Installation method and equipment	58
9.4.3 Vessel considerations	59
9.4.4 Hook-up and commissioning	59
9.4.5 Detailed requirements	59
10 ROV/ROT aspects	60
11 Lifting considerations	61
11.1 Pad eyes	61
11.2 Other lifting devices	61
12 Equipment marking	61
13 Transportation and storage	62
13.1 General.....	62
13.2 Storage and preservation procedure.....	62
13.3 Sea-fastening	62
14 Abandonment provisions	62
14.1 General.....	62
14.2 Decommissioning	62
14.3 Design	63
14.4 Post-abandonment operation.....	63
14.5 Structures	63
14.6 Manifolds	63
14.7 Templates	63
Annex A (informative) Typical manifold data sheet.....	64
Bibliography.....	66

Foreword

This document (EN ISO 13628-15:2011) has been prepared by Technical Committee ISO/TC 67 "Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries" in collaboration with Technical Committee CEN/TC 12 "Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries" the secretariat of which is held by AFNOR.

This European Standard shall be given the status of a national standard, either by publication of an identical text or by endorsement, at the latest by March 2012, and conflicting national standards shall be withdrawn at the latest by March 2012.

Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this document may be the subject of patent rights. CEN [and/or CENELEC] shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

According to the CEN/CENELEC Internal Regulations, the national standards organizations of the following countries are bound to implement this European Standard: Austria, Belgium, Bulgaria, Croatia, Cyprus, Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Malta, Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Romania, Slovakia, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland and the United Kingdom.

Endorsement notice

The text of ISO 13628-15:2011 has been approved by CEN as a EN ISO 13628-15:2011 without any modification.

1 Scope

This part of ISO 13628 addresses recommendations for subsea structures and manifolds, within the frameworks set forth by recognized and accepted industry specifications and standards. As such, it does not supersede or eliminate any requirement imposed by any other industry specification.

This part of ISO 13628 covers subsea manifolds and templates utilized for pressure control in both subsea production of oil and gas, and subsea injection services. See Figure 1 for an example of such a subsea system.

Equipment within the scope of this part of ISO 13628 is listed below:

a) the following structural components and piping systems of subsea production systems:

- production and injection manifolds,
- modular and integrated single satellite and multiwell templates,
- subsea processing and subsea boosting stations,
- flowline riser bases and export riser bases (FRB, ERB),
- pipeline end manifolds (PLEM),
- pipeline end terminations (PLET),
- T- and Y-connection,
- subsea isolation valve (SSIV);

b) the following structural components of subsea production system:

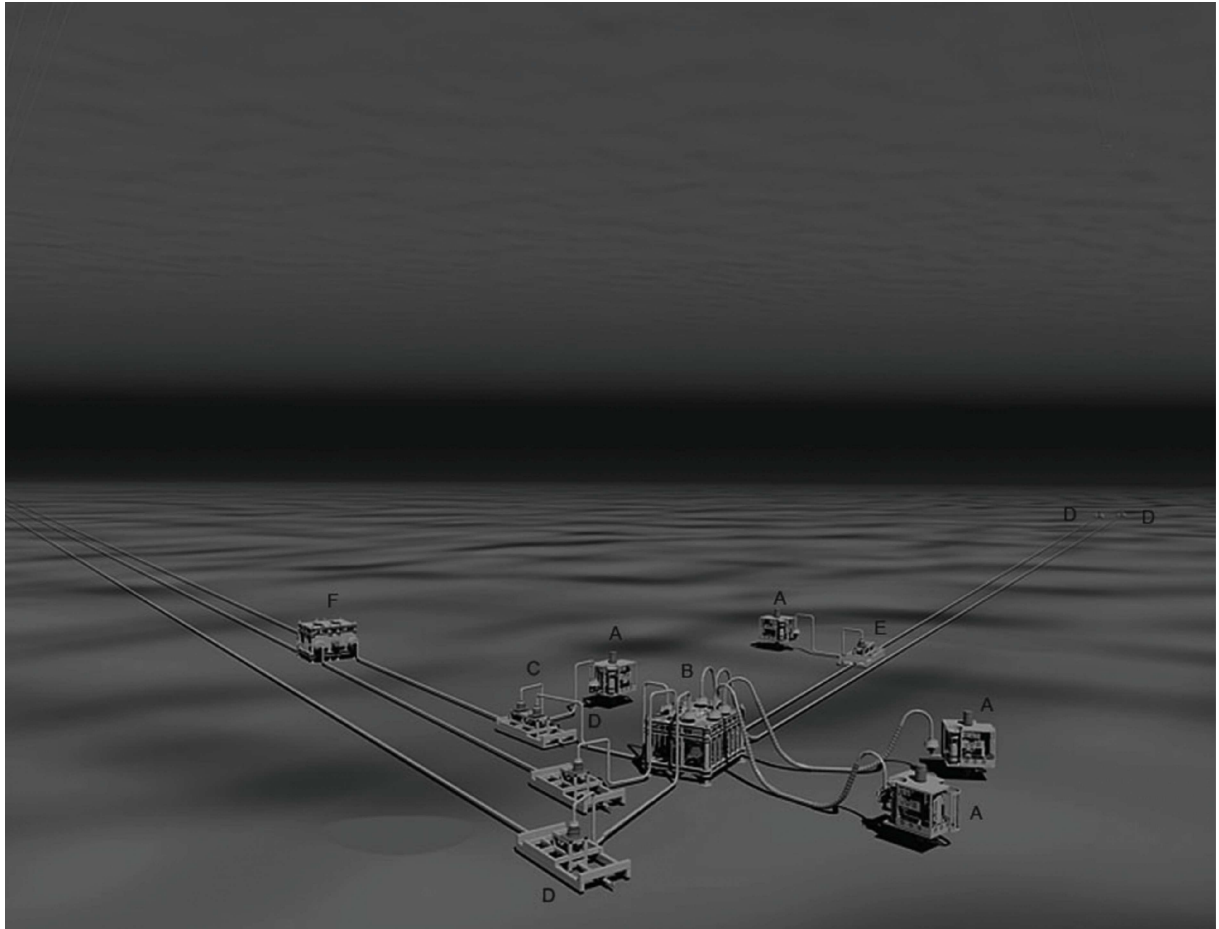
- subsea controls and distribution structures,
- other subsea structures;

c) protection structures associated with the above.

The following components and their applications are outside the scope of this part of ISO 13628:

- pipeline and manifold valves;
- flowline and tie-in connectors;
- choke valves;
- production control systems.

NOTE General information regarding these topics can be found in additional publications, such as ISO 13628-1 and API Spec 2C.



Key

- A tree
- B cluster manifold
- C PLEM
- D PLET
- E inline tee
- F multi-phase pump skid

Figure 1 — Example of some typical subsea structures

2 Normative references

The following referenced documents are indispensable for the application of this document. For dated references, only the edition cited applies. For undated references, the latest edition of the referenced document (including any amendments) applies.

ISO 3183, *Petroleum and natural gas industries — Steel pipe for pipeline transportation systems*

ISO 3834-2, *Quality requirements for fusion welding of metallic materials — Part 2: Comprehensive quality requirements*

ISO 9606 (all parts), *Qualification test of welders — Fusion welding*

ISO 9712, *Non-destructive testing — Qualification and certification of NDT personnel — General principles*

ISO 10423, *Petroleum and natural gas industries — Drilling and production equipment — Wellhead and christmas tree equipment*

ISO 10474, *Steel and steel products — Inspection documents*

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

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*

ISO 13628-4, *Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 4: Subsea wellhead and tree equipment*

ISO 13628-8, *Petroleum and natural gas industries — Design and operation of subsea production systems — Part 8: Remotely operated tools and interfaces on subsea production systems*

ISO 14731:2006, *Welding coordination — Tasks and responsibilities*

ISO 15156 (all parts), *Petroleum and natural gas industries — Materials for use in H₂S-containing environments in oil and gas production*

ISO 15590-1, *Petroleum and natural gas industries — Induction bends, fittings and flanges for pipeline transportation systems — Part 1: Induction bends*

ISO 15609 (all parts), *Specification and qualification of welding procedures for metallic materials — Welding procedure specification*

ISO 15614 (all parts), *Specification and qualification of welding procedures for metallic materials — Welding procedure test*

EN 473, *Non-destructive testing — Qualification and certification of NDT personnel — General principles*

EN 1418, *Welding personnel — Approval testing of welding operators for fusion welding and resistance weld setters for fully mechanized and automatic welding of metallic materials*

EN 10228-3, *Non-destructive testing of steel forgings — Part 3: Ultrasonic testing of ferritic or martensitic steel forgings*

ASME B31.3, *Process Piping*

ASME V, 2007, *Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC), Section V, Nondestructive Examination*

ASME VIII, 2007, *Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC), Section VIII, Rules for Construction of Pressure Vessels, Div. 1*

ASME IX, *Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC), Section IX, Welding and Brazing Qualifications*

ASNT SNT-TC-1A, *Recommended Practice No. SNT-TC-1A, Personnel qualification and certification in nondestructive testing*

ASTM A388, *Standard Practice for Ultrasonic Examination of Steel Forgings*

ASTM E562, *Standard Test Method for Determining Volume Fraction by Systematic Manual Point Count*

ASTM G48, *Standard Test Methods for Pitting and Crevice Corrosion Resistance of Stainless Steels and Related Alloys by Use of Ferric Chloride Solution*

NS 477, *Welding — Rules for qualification of welding inspectors*

3 Terms, abbreviated terms, and definitions

For the purposes of this document, the following terms, abbreviated terms and definitions apply.

3.1 Terms and definitions

3.1.1

carbon steel

full range of carbon, carbon-manganese and low-alloy steels used in the construction of conventional oilfield equipment

3.1.2

corrosion-resistant alloy

CRA

alloy that is intended to be resistant to general and localized corrosion in oilfield environments that are corrosive to carbon steels

NOTE This definition is in accordance with ISO 15156 (all parts) and is intended to include materials such as stainless steels and nickel base alloys. Other ISO documents can have other definitions.

3.1.3

driven pile

jettied pile

typically a tall steel cylindrical structure, with or without internal stiffener system, used to support subsea structures

NOTE Driven piles are usually driven into the sea-floor with impact hammers, while jettied piles rely on jetting the soil at the lower end of the pile.

3.1.4

inline tee

system of piping and valves used to make a subsea connection at the middle of a pipeline, and generally integral to the pipeline

NOTE The pipeline may be used to transport produced fluids or to distribute injected fluids.

3.1.5

low-alloy steel

steel containing at least 1 % and less than 5 % of elements deliberately added for the purpose of modifying properties

3.1.6

manifold

system of headers, branched piping and valves used to gather produced fluids or to distribute injected fluids in subsea oil and gas production systems

NOTE A manifold system can also provide for well testing and well servicing. The associated equipment can include valves, connectors for pipeline and tree interfaces, chokes for flow control and TFL diverters. The manifold system can also include control system equipment, such as a distribution system for hydraulic and electrical functions, as well as providing interface connections to control modules. All or part of the manifold can be integral with the template or can be installed separately at a later date if desired. Manifold headers can include lines for water or chemical injection, gas lift and well control.

3.1.6.1

cluster manifold

structure used to support a manifold for produced or injected fluids

NOTE There are no wells on a cluster manifold.

3.1.7

mudmat

typically a shallow structure used to support a subsea structure by distributing the load to the seabed via a structural plate or shallow skirt

3.1.8

pipeline end manifold

PLEM

system of headers, piping and valves used to gather produced fluids or to distribute injected fluids in subsea production systems, generally integral to the pipeline and having more than one subsea connection

3.1.9

pipeline end termination

PLET

system of piping and valves, generally integral to the pipeline, used to make a subsea connection at the end of a pipeline

NOTE 1 Typically, a PLET has only one subsea connection.

NOTE 2 The pipeline can be used to transport produced fluids or to distribute injected fluids.

3.1.10

pitting resistance equivalent number

PREN

index that exists in several variations and usually based on observed resistance to pitting of corrosion-resistant alloys in the presence of chlorides and oxygen, e.g. as found in seawater

NOTE Though useful, these indices are not directly indicative of the resistance to produced oil and gas environments. The most common examples are given in Equations (1) and (2):

$$f_{\text{PREN}} = w_{\text{Cr}} + 3,3w_{\text{Mo}} + 16w_{\text{N}} \quad (1)$$

$$f_{\text{PREN}} = w_{\text{Cr}} + 3,3(w_{\text{Mo}} + 0,5w_{\text{W}}) + 16w_{\text{N}} \quad (2)$$

where

w_{Cr} is the mass fraction of chromium in the alloy, expressed as a percentage of the total composition;

w_{Mo} is the mass fraction of molybdenum in the alloy, expressed as a percentage of the total composition;

w_{W} is the mass fraction of tungsten in the alloy, expressed as a percentage of the total composition;

w_{N} is the mass fraction of nitrogen in the alloy, expressed as a percentage of the total composition.

3.1.11

protection structure

independent structure that protects subsea equipment against damage from dropped objects, fishing gear and other relevant accidental loads

3.1.12

riser base

structure that supports a marine production riser or loading terminal, and that serves as a structure through which to react to loads on the riser throughout its service life

NOTE A riser base can also include a pipeline connection capability.

3.1.13

sealine

subsea flowline

3.1.14

sour service

service in H₂S-containing fluids

NOTE In this part of ISO 13628, "sour service" refers to conditions where the H₂S content is such that restrictions as specified in ISO 15156 (all parts) or NACE MR 0175 apply.

3.1.15

suction pile

typically a tall steel cylindrical structure, open at the bottom and normally closed at the top, with or without an internal stiffener system and used to support subsea structures

NOTE A suction pile is installed by first lowering it into the soil to self-penetration depth (i.e. penetration due to submerged pile weight). The remainder of the required penetration is achieved by pumping out the water trapped inside the suction pile.

3.1.16

sweet service

service in H₂S-free fluids

3.1.17

template

seabed structure that provides guidance and support for drilling and includes production/injection piping

NOTE 1 A template typically comprises a structure that provides a guide for drilling and/or support for other equipment, and provisions for establishing a foundation (piled or gravity-based), and is typically used to group several subsea wells (modular manifold) at a single seabed location.

NOTE 2 Production from the templates can flow to floating production systems, platforms, shore or other remote facilities.

NOTE 3 Templates can be of a unitized or modular design.

3.1.17.1

modular template

template installed as one unit or as modules assembled around a base structure (often the first well)

NOTE If installed as one unit, the template is of a cantilevered design. If installed as modules, these modules can be of cantilevered design.

3.1.17.2

drilling template

multi-well template used as a drilling guide to predrill wells prior to installing a surface facility

NOTE The wells are typically tied back to the surface facility during completion. The wells can also be completed subsea, with individual risers back to the surface.

3.1.18

type 316

austenitic stainless steel alloy

EXAMPLES UNS S31600/S31603.

3.1.19

type 6Mo

austenitic stainless steel alloy having PREN ≥ 40 mass fraction and Mo alloying $\geq 6,0$ % mass fraction, and nickel alloy having a Mo content in the range 6 % mass fraction to 8 % mass fraction

3.1.20

type 22Cr duplex

ferritic/austenitic stainless steel alloy with $30 < \text{PREN} \leq 40$ and $\text{Mo} > 1,5 \%$ mass fraction

EXAMPLES UNS S31803 and S32205 steels.

3.1.21

type 25Cr duplex

ferritic/austenitic stainless steel alloys with $40 \leq \text{PREN} < 45$

EXAMPLES S32750 and UNS S32760 steels.

3.1.22

verification

confirmation that specified design requirements have been fulfilled, through the provision of objective evidence

NOTE Typically verification is achieved by calculations, design reviews, and hydrostatic testing.

3.1.23

validation

confirmation that the operational requirements for a specific use or application have been fulfilled, through the provision of objective evidence

NOTE Typically validation is achieved by qualification testing and/or system integration testing.

3.2 Abbreviated terms

ACCP ASNT Central Certification Program

API American Petroleum Institute

ASME American Society of Mechanical Engineers

ASTM American Society for Testing and Materials

ASNT American Society of Nondestructive Testing

AWS American Welding Society

BOP blowout preventer

BPVC Boiler and Pressure Vessel Code

CE_{IIW} carbon equivalent, based on the International Institute of Welding equation

CE_{Pcm} carbon equivalent, based on the chemical portion of the Ito-Bessyo carbon equivalent equation

CRA corrosion-resistant alloy

DAC distance amplitude curve

DNV Det Norske Veritas

EFW European Federation for Welding, Joining and Cutting

EN European Norm