

DIN EN ISO 13628-14

ICS 75.180.10

Einsprüche bis 2012-02-05

Entwurf

**Erdöl- und Erdgasindustrie –
Auslegung und Betrieb von Unterwasser-Produktionssystemen –
Teil 14: Integriertes Drucksicherungssystem für den Unterwassereinsatz
(HIPPS) (ISO/DIS 13628-14:2011);
Englische Fassung prEN ISO 13628-14:2011**

Petroleum and natural gas industries –
Design and operation of subsea production systems –
Part 14: Subsea high integrity pressure protection systems (HIPPS)
(ISO/DIS 13628-14:2011);
English version prEN ISO 13628-14:2011

Industries du pétrole et du gaz naturel –
Conception et exploitation des systèmes de production immergés –
Partie 14: Systèmes immergés de protection contre les pressions à haute intégrité
(HIPPS) (ISO/DIS 13628-14:2011);
Version anglaise prEN ISO 13628-14:2011

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2011-12-05 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfes besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise als Datei per E-Mail an noeg@din.de in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.din.de/stellungnahme oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder online im Norm-Entwurfs-Portal des DIN unter www.entwuerfe.din.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder in Papierform an den Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG) im DIN, 10772 Berlin (Hausanschrift: Burggrafenstr. 6, 10787 Berlin).

Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevanten Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 53 Seiten

Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG) im DIN

Nationales Vorwort

Dieses Dokument (prEN ISO 13628-14:2011) wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 67 „Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries“, Subkomitee 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 13628-14.

Dieses Dokument enthält neben den gesetzlichen Einheiten auch die Einheiten „°F“, „in (inch)“ und „psi (psig)“ 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	°C	= (5/9) (°F-32)
in (inch)	mm	1 inch	= 25,4 mm
psi (psig)	kPa	1 psi	= 6,894 757 kPa

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

ISO 10418	siehe	DIN EN ISO 10418
ISO 10423	siehe	DIN EN ISO 10423
ISO 13628-1	siehe	DIN EN ISO 13628-1
ISO 13628-3	siehe	DIN EN ISO 13628-3
ISO 13628-4	siehe	DIN EN ISO 13628-4
ISO 13628-6	siehe	DIN EN ISO 13628-6
ISO 13628-8	siehe	DIN EN ISO 13628-8

Nationaler Anhang NA (informativ)

Begriffe, Symbole und Abkürzungen

Die Benennung der folgenden Begriffe, Symbole und Abkürzungen sind identisch mit der Benennung in der Englischen Fassung.

3 Begriffe, Symbole und Abkürzungen

3.1 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

3.1.1

alternative Druckquelle

Injektionsfluid für die Prüfung der Ventildichtung, dessen Druck den Nennbetriebsdruck des HIPPS bei seiner Bemessungstiefe nicht überschreiten darf

ANMERKUNG Ein Injektionsfluid kann jedes Fluid sein, das in das System nicht nur zur Prüfung, sondern auch zum Spülen oder zur Verhinderung von Hydratbildung eingebracht werden kann.

3.1.2

Inbetriebnahme

funktionelle Validierung von Ausrüstungen und Anlagen vor Beginn des Betriebs

3.1.3

gefährbringender Ausfall

Ausfall, bei dessen Auftreten ein sicherheitsbezogenes System möglicherweise in einen gefährlichen oder funktionsunfähigen Zustand versetzt wird

3.1.4

Aktor (en: final element)

Teil eines sicherheitstechnischen Systems (SIS), das die notwendigen Eingriffe in den Prozess ausführt, um einen sicheren Zustand zu erreichen

3.1.5

verstärkter Abschnitt

Rohrleitungen und Ausrüstungen mit einem Nenndruck, der zwischen dem Nennwert des SIP (Schließdruck) (hoch) und dem Nennwert des MAWP (höchstzulässiger Arbeitsdruck) (niedrig) liegt

3.1.6

Hardware-Fehlertoleranz

HFT

Fähigkeit einer Funktionseinheit, eine geforderte Funktion bei Bestehen von Fehlern oder Abweichungen weiter auszuführen

ANMERKUNG Bei der Ermittlung der HFT werden keine weiteren Maßnahmen berücksichtigt, die die Auswirkungen von Fehlern steuern können, wie z. B. Fehlerdiagnose, und wenn ein Fehler direkt zum Auftreten eines oder mehrerer Folgefehler führt, so werden diese Fehler als Einzelfehler betrachtet.

3.1.7**Hochleistungs-Überdruckschutzsystem****HIPPS**

mechanisches und elektrohydraulisches sicherheitstechnisches System (SIS) zum Schutz von Produktionsanlagen vor Störungen durch Überdruck

3.1.8**höchstzulässiger Betriebsdruck****MAOP**

Höchstdruck, bei dem ein System arbeiten darf, und der im Beharrungszustand nicht überschritten werden darf

3.1.9**höchster Betriebsdruck**

erwarteter Höchstdruck einschließlich Abweichungen von üblichen Arbeitsabläufen wie z. B. Anlaufen/Abschalten, Prozessflexibilität, Steuerungsanforderungen und Prozessstörungen

3.1.10**Betriebsdruck**

Druck in der Ausrüstung, wenn die Anlage im Beharrungszustand arbeitet, der der üblichen Schwankung der Betriebsparameter unterliegt

3.1.11**Überdruckquelle**

eine Quelle oder eine Kombination mehrerer Quellen, die einen Druckaufbau erzeugen können, der über den Nennbetriebsdruck (RWP) der nachgelagerten Hardware hinausgeht

ANMERKUNG Beispiele hierfür sind u. a. Sammelbehälter, Sammelleitungen von Druckgeräten oder Druckerhöhungs-ausrüstungen (d. h. Pumpe/Verdichter), oder weitere Fluidinjektionsquellen.

3.1.12**Rohrleitung**

Rohre, Steigrohre und Zubehör, die zum Transport von Öl, Gas, Schwefel und Produktionswasser installiert sind

3.1.13**Prozessgefahr**

Prozessstörung, die zu einem Verlust an Menschenleben, zur Verletzung von Personal, zu Umweltverschmutzung oder zur Beschädigung von Produktionsanlagen führen könnte, wie z. B. Überdruck und der darauf folgende Bruch oder Ausfall der Prozessausrüstung

3.1.14**Nennbetriebsdruck****RWP**

maximaler Innendruck, den die Ausrüstung laut Auslegung enthalten darf und/oder steuern kann

3.1.15**Zuverlässigkeit**

Wahrscheinlichkeit eines bestimmten Teils einer sicherheitsbezogenen Ausrüstung, für die erwartete Zeitdauer in Betrieb zu bleiben

3.1.16**Risikoanalyse**

Ermittlung der Häufigkeit des Auftretens eines Ereignisses (z. B. Überdruck) und die Fähigkeit von Schutzeinrichtungen (z. B. HIPPS), diese Häufigkeit oder die Folgen davon so zu mindern, dass das Ereignis tolerierbar wird, entweder weil es sehr selten auftritt (also unwahrscheinlich ist) oder weil seine Auswirkungen abgeschwächt wurden

3.1.17

ungefährlicher Ausfall

Ausfall, der ein sicherheitsbezogenes System nicht in einen gefährlichen oder funktionsunfähigen Zustand versetzen kann

3.1.18

Anteil sicherer Ausfälle (en: safe failure fraction)

SFF

Verhältnis der mittleren Ausfallrate ungefährlicher zuzüglich gefahrbringender erkannter Ausfälle des Teilsystems zur mittleren Gesamtausfallrate des Bauteils, wie in IEC 61508, Teil 2 festgelegt

3.1.19

sicherheitstechnische Funktion

SIF

Sicherheitsfunktion mit einem festgelegten SIL (Sicherheits-Integritätslevel), die zur Erreichung der Funktionssicherheit erforderlich ist und entweder eine sicherheitstechnische Schutzfunktion oder eine sicherheitstechnische Regelfunktion sein kann

3.1.20

Sicherheits-Integritätslevel

SIL

(eine von vier) diskreten Stufen zur Festlegung der Anforderungen an die Sicherheitsintegrität der sicherheitstechnischen Funktionen (SIF), die dem sicherheitstechnischen System (SIS) zuzuweisen sind. Dabei stellt SIL 4 die höchste Stufe der Sicherheitsintegrität und SIL 1 die niedrigste Stufe dar

3.1.21

Schließdruck

SIP

vollständiger Prozessinnendruck des Produktes, der vom HIPPS am Meeresboden getragen werden muss, wenn die Überdruckquelle plötzlich abgetrennt wird, um der Druckbarriere nachgelagerte Hardware mit niedrigerem Druck zu schützen

3.1.22

Druckbarriere (en: specification (spec) break)

Stelle, an der der Nenndruck der Ausrüstung von einem RWP-Wert zu einem niedrigeren Bemessungswert der nachgelagerten Ausrüstung wechselt (oder umgekehrt)

ANMERKUNG Diese Stellen sind durch die üblichen Betriebsbedingungen eines Massenstroms festgelegt, der die Anwendung von Druckgeräten mit niedrigerem Bemessungsdruck zulässt.

3.1.23

Unterwasser-Anbindung

Offshore-Feld, das mit einem Bohrloch oder mehreren Bohrlöchern entwickelt wurde und am Meeresboden mithilfe von Unterwasser-Eruptionskreuzen komplettiert wird

ANMERKUNG Die Bohrlöcher sind über Produktionsfluss- und Versorgungsleitungen – den Leitungswegen für elektrische und hydraulische Signale – mit einer Produktionsanlage in einem anderen Bereich verbunden.

3.1.24

System-Integrationsprüfung

SIT

Prozess, der an Land durchgeführt wird, um die Eignung, Ausgestaltung und Funktion zwischen den Schnittstellen aller Unterwasser-Ausrüstungen und der zugehörigen Einfahrwerkzeuge vor ihrer Offshore-Installation zu verifizieren

3.1.25**systematischer Ausfall**

Ausfall, bei dem eindeutig auf eine bestimmte Ursache geschlossen werden kann, die nur durch eine Modifizierung des Entwurfs oder des Herstellungsprozesses, der Art und Weise des Betriebes, der Dokumentation oder weiterer maßgeblicher Faktoren beseitigt werden kann

3.2 Symbole und Abkürzungen

C	Anzahl der erwarteten Schließvorgänge des HIPPS-Aktors pro Jahr
L	erwartete Auslegungsbetriebslebensdauer des HIPPS-Aktors (in Jahren)
$MTBF$	mittlere Betriebsdauer (Anzahl der Zyklen) zwischen Ausfällen
PF_{D_a}	mittlere PF_D
t	festgelegt als das geplante Prüfintervall für das gesamte HIPPS (Sensoren, sicherheitsgerichtete Auswerteeinheiten und Aktoren) bei Betrieb zur Aufrechterhaltung des nachgewiesenen SIL
λ_{du}	gefährbringende unerkannte Ausfälle
λ_{tot}	Gesamtausfallrate
BSDV	Notabschaltventil zur Abtrennung des Steigrohrs von der Förderrohrleitung (en: boarding shutdown valve)
DCS	Prozessleitsystem (en: distributed control system)
DCV	Wegeventil (en: directional control valve)
EPU	elektrische Stromversorgungseinheit (en: electrical power unit)
ESD	Not-Aus (en: emergency shutdown)
FAT	Werksendprüfung (en: factory acceptance test)
FIV	Förderleitungs-Absperrventil (en: flowline isolation valve)
FMECA	Fehlzustandsart-, -auswirkungs- und -kritizitätsanalyse (en: failure mode effects and criticality analysis)
GOR	Gas-Öl-Verhältnis (en: gas-oil-ratio)
HFT	Hardware-Fehlertoleranz (en: hardware fault tolerance)
HIPPS	Hochleistungs-Überdruckschutzsystem (en: high integrity pressure protection system)
HPU	Hydraulikeinheit (en: hydraulic power unit)
HSCM	Unterwasser-Steuermodul des HIPPS (en: HIPPS subsea control module)
LOPA	Layers-of-Protection-Analyse (en: layer of protection analysis)
MAOP	höchstzulässiger Betriebsdruck (en: maximum allowable operating pressure)
MAWP	höchstzulässiger Arbeitsdruck (en: maximum allowable working pressure)
MCS	Leitstand (en: master control station)
MOC	Änderungsmanagement (en: management of change)
MTBF	mittlere Betriebsdauer zwischen Ausfällen (en: mean time between failures)
MTTF	mittlere Betriebsdauer bis zum Ausfall (en: mean time to failure)
NDE	in Arbeitsstromschaltung (en: normally de-energized)
NE	in Ruhestromschaltung (en: normally energized)
PCS	Produktionssteuerungssystem (en: production control system)

PE	programmierbare Elektronik (en: programmable electronics)
PES	programmierbares Elektroniksystem (en: programmable electronic system)
PFD	Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls bei Anforderung (en: probability of failure on demand)
PLEM	Endmanifold der Rohrleitung (en: pipeline end manifold)
PLET	Endanschluss der Rohrleitung (en: pipeline end termination)
PR	Anforderungen an die Leistungsfähigkeit (en: performance requirement)
PSD	Produktionsabschaltung (en: production shutdown)
PSH	PSH-Druckschalter (en: pressure switch high)
PSL	Stufe der Produktspezifikation (en: product specification level)
PST	Teilhubprüfung (en: partial stroke testing)
PSV	Prozess-Sicherheitsventil (en: process safety valve)
QRA	quantitative Risikoanalyse (en: quantitative risk analysis)
QTC	Qualifikationsprobe (en: qualification test coupon)
ROT	fernbedientes Werkzeug (en: remotely operated tool)
ROV	fernbedientes Fahrzeug (en: remotely operated vehicle)
RWP	Nennbetriebsdruck (en: rated working pressure)
SAFE	Sicherheitsanalyse und –auswertung (en: safety analysis function evaluation)
SCM	Unterwasser-Steuermodul (en: subsea control module)
SCSSV	oberflächengesteuertes Unterwasser-Sicherheitsventil (en: surface controlled subsurface safety valve)
SEM	Unterwasser-Elektronikmodul (en: subsea electronics module)
SFF	Anteil sicherer Ausfälle (en: safe failure fraction)
SIF	sicherheitstechnische Funktion (en: safety instrumented function)
SIL	Sicherheits-Integritätslevel (en: safety integrity level)
SIP	Schließdruck (en: shut-in pressure)
SIS	sicherheitstechnisches System (en: safety instrumented system)
SIT	System-Integrationsprüfung (en: systems integration test)
SRS	Spezifikation der Sicherheitsanforderungen (en: safety requirement specification)
SWL	zulässige Tragfähigkeit (en: safe working load)
TFL	durch die Förderleitung (durchgeführte Verfahren) (en: through flowline)
UPS	unterbrechungsfreie Stromversorgung (en: uninterruptible power supply)
USV	Unterwasser-Sicherheitsventil (en: underwater safety valve)

Nationaler Anhang NB (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN ISO 10418, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Offshore Produktionsanlagen — Analyse, Auslegung, Installation und Prüfung von grundlegenden Sicherheitssystemen von Verfahren oberhalb der Wasseroberfläche*

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

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

DIN EN ISO 13628-3, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Konstruktion und Betrieb von Unterwasser-Produktionssystemen — Teil 3: Through-flowline (TFL)-Pumpsysteme*

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 13628-6, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Auslegung und Betrieb von Unterwasser-Produktionssystemen — Teil 6: Steuersysteme für die Unterwasser-Produktion*

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

October 2011

ICS 75.180.10

English Version

Petroleum and natural gas industries - Design and operation of
subsea production systems - Part 14: Subsea high integrity
pressure protection systems (HIPPS) (ISO/DIS 13628-14:2011)

Industries du pétrole et du gaz naturel - Conception et
exploitation des systèmes de production immergés - Partie
14: Systèmes immergés de protection contre les pressions
à haute intégrité (ISO/DIS 13628-14:2011)

Erdöl- und Erdgasindustrie - Auslegung und Betrieb von
Unterwasser-Produktionssystemen - Teil 14: Integriertes
Drucksicherungssystem für den Unterwassereinsatz
(HIPPS) (ISO/DIS 13628-14:2011)

This draft European Standard is submitted to CEN members for parallel enquiry. It has been drawn up by the Technical Committee CEN/TC 12.

If this draft becomes a European Standard, 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.

This draft European Standard was established by CEN 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.

Recipients of this draft are invited to submit, with their comments, notification of any relevant patent rights of which they are aware and to provide supporting documentation.

Warning : This document is not a European Standard. It is distributed for review and comments. It is subject to change without notice and shall not be referred to as a European Standard.



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

Management Centre: Avenue Marnix 17, B-1000 Brussels

Contents

	Page
Foreword.....	4
Introduction	5
1 Scope	6
2 Normative references	6
3 Terms, definitions, symbols and abbreviations	7
3.1 Terms and definitions	7
3.2 Symbols and abbreviations	10
4 General requirements.....	11
4.1 Principle.....	11
4.2 Production characteristics	13
4.3 Flowline rupture considerations	13
4.4 Process hazard and risk analysis	13
4.5 Selection and determination of SIL.....	14
4.6 Safety requirement specification (SRS)	15
5 Procedure – Basic design.....	16
5.1 Principle – Design basis requirements	16
5.2 Modes of failure	19
5.3 Temperature	19
5.4 Pressure.....	19
5.5 Control system.....	20
5.6 Materials class rating	23
5.7 External hydrostatic pressure	23
5.8 Transportation and installation conditions.....	23
5.9 Equipment design.....	24
5.10 Control systems.....	24
6 Materials and equipment.....	28
6.1 HIPPS final element equipment.....	28
6.2 HIPPS control system and final element-mounted control devices	30
6.3 Welding	30
6.4 Coatings (external)	31
7 Quality control.....	31
7.1 General.....	31
7.2 HIPPS closure devices—PSL	31
7.3 Structural components	33
7.4 Lifting devices.....	33
7.5 Cathodic protection	33
7.6 Storing and shipping	33
8 Equipment marking	34
8.1 General.....	34
8.2 Pad eyes and lift points.....	34
9 Validation	34
9.1 General.....	34
9.2 Validation for HIPPS closure devices (isolation valve) and actuator.....	35
9.3 Validation for monitor/bleed, bypass, injection valves.....	35
9.4 Validation for DCV	35
9.5 Validation of sensors, logic solvers, and control system devices.....	36

	Page
9.6 Validation of HIPPS final element	37
9.7 Estimating SIL for HIPPS final element components	37
10 Commissioning and installation	38
10.1 General	38
10.2 Planning.....	38
10.3 Installation.....	40
10.4 Commissioning.....	40
Bibliography.....	44

Foreword

This document (prEN ISO 13628-14:2011) 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 document is currently submitted to the parallel Enquiry.

Endorsement notice

The text of ISO/DIS 13628-14:2011 has been approved by CEN as a prEN ISO 13628-14:2011 without any modification.

Introduction

The part of International Standard ISO 13628 has been prepared to provide general recommendations and overall guidance for the design and operation of remotely operated tools comprising ROT and ROV tooling, used on subsea production systems for the petroleum and natural gas industries worldwide.

Specific design requirements are used where a standard design or operating principle has been adopted in the industry for a period of time. Requirements valid for certain geographic areas or environmental conditions, are included where applicable.

The functional recommendations for the tooling systems and interfaces on the subsea production system allow alternative solutions to suite field specific requirements. The intention is to facilitate and complement the decision process rather than replace individual engineering judgement and, where requirements are non-mandatory, to provide positive guidance for the selection of an optimum solution.

1 Scope

This part of the International Standard ISO 13628 series addresses the requirements for the use of high integrity pressure protection systems (HIPPS) for subsea applications. ISO 10418, IEC 61508, and IEC 61511 specify the requirements for onshore, topsides, and subsea safety instrumented systems (SIS's) and are applicable to HIPPS, which are designed to autonomously isolate downstream facilities from overpressure situations. This International Standard integrates these requirements to address the specific needs of subsea production. These requirements cover the HIPPS pressure sensors, logic solver, shutdown valves, and ancillary devices including testing, communications, and monitoring subsystems.

2 Normative references

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

ISO 10418, *Petroleum and natural gas industries – Offshore production installations – Basic surface safety systems*

ISO 10423¹⁾, *Petroleum and natural gas industries,*

ISO 13628-1²⁾, *Petroleum and natural gas industries, Design and operation of subsea production systems, General requirements and recommendations*

ISO 13628-3³⁾, *Petroleum and natural gas industries, Design and operation of subsea production systems, Through flowline (TFL) systems*

ISO 13628-4⁴⁾, *Petroleum and natural gas industries, Design and operation of subsea production systems, Subsea wellhead and Christmas tree equipment*

ISO 13628-6⁵⁾, *Petroleum and natural gas industries, Design and operation of subsea production systems, Subsea Production Control Systems*

1) API 6A, *Specification Wellhead and Christmas Tree Equipment*, is equivalent to ISO 10423.

2) API 17A, *Design and Operation of Subsea Production Systems—General Requirements and Recommendations*, is equivalent to ISO 13628-1.

3) API 17C, *Recommended Practice on TFL (Through Flowline) Systems*, is equivalent to ISO 13628-3.

4) API 17D, *Recommended Practice on Subsea Wellhead and Christmas Tree Equipment*, is equivalent to ISO 13628-4.

5) API 17F, *Specification for Subsea Production Control Systems*, is equivalent to ISO13628-6.

ISO 13628-8⁶⁾ , *Petroleum and natural gas industries, Design and operation of subsea production systems, Remotely operated vehicle (ROV) interfaces.*

NOTE ISO 13628-8 will be withdrawn and replaced by ISO 13628-13 when published. In this document, any reference to ISO 13628-8 should be replaced with ISO 13628-13 when published and available.

IEC 61508, Part 1 to Part 4, *Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems*

IEC 61511, Part 1, *Functional safety—Safety instrumented systems for the process industry sector*

API Recommended Practice 6HT, *Heat Treatment and Testing of Large Cross Section and Critical Section Components*

ANSI/ASME B31.3, *Process Piping*

ANSI/ASME B31.8, *Gas Transmission and Distribution Piping Systems*

AWS D1.1, *Structural Welding Code—Steel*

ANSI/SAE J343, *Test and Test Procedures for SAE 100R Series Hydraulic Hose and Hose Assemblies*

ANSI/SAE J517, *Hydraulic Hose*

SAE AS 4059, *Aerospace Fluid Power—Cleanliness Classification for Hydraulic Fluids*

3 Terms, definitions, symbols and abbreviations

3.1 Terms and definitions

For the purposes of this document, the following definitions apply.

3.1.1

alternative pressure source

injection fluid used for valve seal test not to exceed the RWP of the HIPPS at its depth rating

NOTE Injection fluid can be any fluid that can be introduced into the system not only for testing but also for flushing or preventing hydrates from forming.

3.1.2

commissioning

functional validation of equipment and facilities prior to initiating operations

3.1.3

dangerous failure

failure which has potential to put safety-related system in a hazardous or fail-to-function state

6) API 17H, *Recommended Practice for Remotely Operated Vehicle (ROV) Interfaces on Subsea Production Systems*, is equivalent to ISO 13628-8.

3.1.4

final element

part of a SIS which implements the physical action necessary to achieve a safe state

3.1.5

fortified section

pipework and equipment with an intermediate pressure rating somewhere between the SIP (high) and MAWP (low) ratings

3.1.6

hardware fault tolerance

HFT

ability of a functional unit to continue to perform a required function in the presence of faults or errors

NOTE In determining the HFT, no account is taken of other measures that may control the effects of faults such as diagnostics, and where one fault directly leads to the occurrence of one or more subsequent faults, these are considered as a single fault.

3.1.7

high integrity pressure protection system

HIPPS

mechanical and electrical-hydraulic SIS used to protect production assets from high-pressure upsets

3.1.8

maximum allowable operating pressure

MAOP

maximum pressure at which a system is allowed to operate that shall not be exceeded in steady state conditions

3.1.9

maximum operating pressure

maximum pressure predicted including deviations from normal operations, such as start-up/shutdown, process flexibility, control requirements, and process upsets

3.1.10

operating pressure

pressure in the equipment when the plant operates at steady state condition, subject to normal variation in operating parameters

3.1.11

overpressure source

one or a combination of sources which can create a pressure buildup beyond the RWP of hardware downstream

NOTE Examples include the reservoir, pressure or boosting equipment (i.e. pump/compressor) manifolds, or other fluid injection sources.

3.1.12

pipeline

pipework, risers, and appurtenances installed for transporting oil, gas, sulfur, and produced waters

3.1.13

process hazard

process upset that could result in loss of life, injury to personnel, pollution, or damage to production assets such as overpressure and the subsequent rupture or failure of the process equipment