

DIN EN ISO 19902

ICS 75.180.10

Entwurf

Einsprüche bis 2018-06-20
Vorgesehen als Ersatz für
DIN EN ISO 19902:2014-01

**Erdöl- und Erdgasindustrie –
Gegründete Stahlplattformen (ISO/DIS 19902:2018);
Englische Fassung prEN ISO 19902:2018, nur auf CD-ROM**

Petroleum and natural gas industries –
Fixed steel offshore structures (ISO/DIS 19902:2018);
English version prEN ISO 19902:2018, only on CD-ROM

Industries du pétrole et du gaz naturel –
Structures en mer fixes en acier (ISO/DIS 19902:2018);
Version anglaise prEN ISO 19902:2018, seulement en CD-ROM

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2018-04-20 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

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

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal von DIN unter www.din.de/go/entwuerfe bzw. für Norm-Entwürfe der DKE auch im Norm-Entwurfs-Portal der DKE unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an noeg@din.de möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.din.de/go/stellungnahmen-norm-entwuerfe oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an den DIN-Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG), 10772 Berlin, 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 669 Seiten

DIN-Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG)

Nationales Vorwort

Dieses Dokument (prEN ISO 19902:2018) wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 67 „Materials, equipment and offshorestructures for petroleum, petrochemical and natural gas industries“ in Zusammenarbeit mit dem Technischen Komitee CEN/TC 12 „Materialien, Ausrüstungen und Offshore-Bauwerke für die Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie“ (Sekretariat NEN, Niederlande) erarbeitet.

Für Deutschland hat hieran der Arbeitskreis NA 109-00-01-07 AK „Offshore Bauwerke“ im DIN-Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG) mitgearbeitet.

Dieser Europäische Norm-Entwurf enthält unter Berücksichtigung des DIN-Präsidialbeschlusses 1/2004 nur die englische Originalfassung von prEN ISO 19902:2018 und ISO/DIS 19902:2018.

Diese Norm enthält neben den gesetzlichen Einheiten auch die Einheit „ksi“, die in Deutschland nicht zugelassen ist. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Anwendung dieser Einheit im nationalen amtlichen und geschäftlichen Verkehr aufgrund des Gesetzes über Einheiten im Messwesen und die Zeitbestimmung (EinhZeitG) nicht zulässig ist. Die Angabe dieser Einheit dient lediglich als Hilfe im amtlichen und geschäftlichen Verkehr (z. B. bei Einfuhr und Ausfuhr) mit solchen Staaten, die diese Einheit anwenden.

Umrechnung:

Nicht-SI-Einheit	SI-Einheit	Umrechnung
ksi	MPa	1 ksi = 6,894 757 MPa

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

ISO 9712	siehe	DIN EN ISO 9712 und DIN EN ISO 9712 Beiblatt 1
ISO 10414-1	siehe	DIN EN ISO 10414-1
ISO 19900	siehe	DIN EN ISO 19900
ISO 19901-1	siehe	DIN EN ISO 19901-1
ISO 19901-2	siehe	DIN EN ISO 19901-2
ISO 19901-3	siehe	DIN EN ISO 19901-3
ISO 19901-4	siehe	DIN EN ISO 19901-4
ISO 19901-6	siehe	DIN EN ISO 19901-6
ISO 19901-8	siehe	DIN EN ISO 19901-8
ISO 19905-1	siehe	DIN EN ISO 19905-1

Änderungen

Gegenüber DIN EN ISO 19902:2014-01 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) Nutzung der Begriffe meteorologisch und ozeanografisch gegenüber umgebungsbedingt wurde rationalisiert. Meteorologisch und ozeanografisch bezieht sich nun nur auf Wind-, Wellen- und Strömungseinflüsse, während umgebungsbedingt meteorologisch und ozeanografisch sowie Eis und Seismik einschließt;
- b) hochfester Stahl — anwendbare Mindeststreckgrenze auf 800 MPa erhöht;
- c) Unterabschnitte 10.1.1 und 10.1.2 wurden nach 6.2.2 und 6.2.3 verschoben;
- d) Unterabschnitt 6.3.3.2 „deck elevation“ erweitert;
- e) Unterabschnitt 6.6 „exposure levels“ entsprechend ISO 19900 angepasst;
- f) Unterabschnitt 10.1.6.1 „damage tolerance“ nach 7.10.2 verschoben;
- g) Unterabschnitt 7.3 „structural reliability analysis“ aus A.9.9.3.3 entnommen und vollständig überarbeitet;
- h) Unterabschnitt 8.3 „onshore lifting“ Text wurde überarbeitet, „offshore“ wird in ISO 19901-6 behandelt;
- i) Unterabschnitt 8.3.4 „multi-crane lifts“ für die Verwendung anstelle von „dual lifts“;
- j) Tabelle 9.10-1 und Tabelle 8.2-1 „gravity load partial action factors for extreme conditions“ reduziert;
- k) Verifizierung von angemessener Robustheit in ungewöhnlichen Bemessungssituationen wird gefordert, auch wenn keine „wave-in-deck“ Vorfälle auftreten;
- l) „ELE structural and foundation modelling“ wurde überarbeitet und erweitert;
- m) Unterabschnitt 13.1 „tubular member diameter to thickness“- Verhältnis dimensionslos dargestellt;
- n) Gleichungen 13.6-2 and 13.6-3 korrigiert;
- o) Abschnitt 17 — „detailed pile design“ wird nicht mehr behandelt;
- p) Abschnitte 19, 20 und 21 wurden erweitert;
- q) Unterabschnitt 21.3.3 Normen für „NDT personnel qualification“ wurden identifiziert;
- r) Abschnitt 21 — früherer 21.4 in ISO 19906-1 verschoben;
- s) Abschnitt 22 — Anforderungen für „flotation and crane barges“ kombiniert;
- t) Anhang A bezüglich der Normativität überarbeitet;
- u) Tabelle C.1 und Tabelle C.4 umfangreich überarbeitet;
- v) Anhang D vollständig neu verfasst;
- w) Abschnitt E.3 — „100 % CVI“ für alle Schweißungen erforderlich;
- x) Anhang F — vollständig neu verfasst und erweitert;
- y) Tabelle F.5 und Bild F.1 neu hinzugefügt, Tabelle 6 angepasst;
- z) Anhang F grundlegend überarbeitet und erweitert.

Nationaler Anhang NA (informativ)

Begriffe

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

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die Begriffe nach ISO 19900, ISO 19901-1, ISO 19901-2, ISO 19901-4 und die folgenden Begriffe.

ISO und IEC stellen terminologische Datenbanken für die Verwendung in der Normung unter den folgenden Adressen bereit:

— ISO Online Browsing Platform: unter <http://www.iso.org/obp>

— IEC Electropedia: unter <http://www.electropedia.org/>

3.1
anormaler Wert
Wert für einen umweltbedingten Parameter, der bei Überprüfungen von anormalen Grenzzuständen (ALS) angewendet wird, bei denen kein vollständiger Verlust der Integrität einer Konstruktion zu erwarten ist

Anmerkung 1 zum Begriff: Anormale Bemessungssituationen dienen der Robustheit gegenüber Ereignissen mit einer Wahrscheinlichkeit der Überschreitung von Regelwerten von gewöhnlich 10^{-3} bis 10^{-4} je Jahr, indem beispielsweise eine grobe Überlastung vermieden wird.

Anmerkung 2 zum Begriff: Für die Überprüfungen der Grenzzustände wird für einige oder alle Teilsicherheitsbeiwerte ein Wert von 1,0 festgelegt.

Anmerkung 3 zum Begriff: In Anlehnung an ISO 19901-1:2015, 3.1.

3.2
Störfall
Bemessungssituation, die unerwartete und außergewöhnliche Einwirkungen auf die Konstruktion einschließt

BEISPIEL Schlagwirkung, Brand, Explosion, örtliches Versagen, Verlust des vorgesehenen Differenzialdrucks (z. B. Auftrieb).

3.3
Einwirkung; Last
externe Last, die (als direkte Einwirkung) auf das Bauwerk aufgebracht wird oder dem Bauwerk (als indirekte Einwirkung) auferlegte Verformung oder Beschleunigung

BEISPIEL Eine Verformung kann durch die Herstellungstoleranzen, durch unterschiedliche Setzung, durch Veränderung der Temperatur oder durch Feuchtigkeitsschwankungen verursacht werden.

Anmerkung 1 zum Begriff: Ein Erdbeben führt im Allgemeinen zu Beschleunigungen.

[QUELLE: ISO 19900:2013, 3.3]

3.4

Einfluss der Einwirkung

Effekt von (Last-)Einwirkungen auf ein Bauwerk oder tragende Bauteile

BEISPIEL Innere Kräfte, Momente, Spannungen oder Dehnungen.

[QUELLE: ISO 19900:2013, 3.4, modifiziert]

3.5

Luftstrecke; Abstand Wasserspiegel/Deckunterseite

Freiraum zwischen dem unter anormalen Metocean- oder Eisbedingungen auftretenden höchsten Wasserspiegel (oder der höchsten Eisfläche) und dem niedrigsten, nicht geschützten Teil, der konstruktiv nicht für den Aufprall von Wellen oder Eis ausgelegt ist

[QUELLE: ISO 19900:2013, 3.5, modifiziert]

3.6

Analysetyp

Verfahren einschließlich der maßgebenden Gleichungen zur Ableitung der Folgen von Einwirkungen

BEISPIEL Statische Analyse, transiente dynamische Analyse, nicht-lineare Analyse (siehe Abschnitt 12).

3.7

Grundvariable

ein Parameter aus einem festgelegten Satz von Parametern, die physikalischen Größen entsprechen und zur Kennzeichnung von Einwirkungen, Umgebungseinflüssen, geometrischen Größen sowie Material- und Bodeneigenschaften verwendet werden

[QUELLE: ISO 19900:2013, 3.7, modifiziert]

3.8

verstreibter Caisson

Turmplattform auf einem Standbein (Monotower), bei der (dem) der untere Teil der Mittelsäule seitlich von einer oder mehreren geneigten Streben zwischen der Säule und einem oder mehreren Gründungspfählen gestützt wird

3.9

Köcherfundament

Fundament, das aus einer an einem Ende offenen zylindrischen Hülle besteht und durch Einsaugen in den Meeresboden installiert wird

3.10

charakteristischer Wert

der einer Grundvariablen, einer Einwirkung oder einem Festigkeitsmodell zugeordnete Wert in Verbindung mit einer vorgegebenen Wahrscheinlichkeit, dass er nicht durch ungünstige Werte überschritten wird

Anmerkung 1 zum Begriff: In einigen Bemessungsfällen können einer Variablen zwei charakteristische Werte zugeordnet werden, ein oberer und ein unterer charakteristischer Wert.

Anmerkung 2 zum Begriff: Im Fall von Einwirkungen und zugehörigen Eigenschaften bezieht sich der charakteristische Wert gewöhnlich auf eine Bezugsdauer.

[QUELLE: ISO 19900:2013, 3.10, modifiziert]

3.11

nachgiebige bodengestützte Konstruktion

Konstruktion, die an ihrer Unterseite durch Gründungspfähle oder ein anderes nicht flachgründiges Fundamentsystem gestützt wird und die ausreichend flexibel ist, so dass seitlich einwirkende dynamische Einwirkungen durch Trägheitsreaktionen ausgeglichen werden

Anmerkung 1 zum Begriff: Obwohl dieses Dokument auf gegründete Offshore-Stahlplattformen anwendbar und nicht als vollständiges Dokument für nachgiebige bodengestützte Konstruktionen vorgesehen ist, können einige seiner Anforderungen und Hinweise auch für nachgiebige bodengestützte Konstruktionen angewendet werden. Die hierin enthaltenen Anforderungen können teilweise auch auf weitere bodengestützte Konstruktionen angewendet werden (z. B. einige Arten von Kleinstkonstruktionen), soweit es für angemessen erachtet wird und wie jeweils zwischen den betreffenden Parteien fallweise vereinbart.

3.12

Ausfallfolgen-Klasse

Klassifizierungssystem zur Festlegung der Folgen, die sich bei einem Ausfall einer Plattform für die Umwelt, die Ökonomie und die Sicherheit des Personals indirekt ergeben, das zur Bestimmung der Beanspruchungsklasse verwendet wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe 3.19 zur Definition der Beanspruchungsklasse.

[QUELLE: ISO 19900:2013, 3.13, modifiziert — „das zur Bestimmung der Beanspruchungsklasse verwendet wird“ sowie Anmerkung 1 zum Begriff wurden hinzugefügt.]

3.13

kritisches Bauteil

Teil der Konstruktion, dessen Versagen zum Versagen der Gesamtkonstruktion oder eines beträchtlichen Teiles davon führen würde

Anmerkung 1 zum Begriff: Ein kritisches Bauteil ist Teil der Primärkonstruktion.

3.14

Verformungsfähigkeit

Fähigkeit einer Konstruktion oder eines tragenden Bauteils, sich zu verformen, ohne dass es dadurch zu einem bedeutenden Widerstandsverlust kommt bzw. das Ausmaß, bis zu dem sich eine Konstruktion oder ein tragendes Bauteil verformen kann

3.15

Entwurfslebensdauer

Dauer, über die ein Bauwerk für den vorgesehenen Zweck unter Anwendung der vorhersehbaren Instandhaltung vermutlich angewendet wird, ohne dass wesentliche Reparaturen notwendig werden

[QUELLE: ISO 19900:2013]

3.16

Entwurfssituation; Bemessungssituation

Reihe von Einwirkungen und kombinierte Einwirkungen, die während eines bestimmten Zeitintervalls tatsächlich auftretende Bedingungen repräsentieren, für die der Entwurf demonstriert, dass relevante Grenzzustände nicht überschritten werden

[QUELLE: ISO 19900:2013, 3.17, modifiziert]

3.17

Bemessungswert

aus dem repräsentativen Wert abgeleiteter Wert einer Einwirkung oder einer Festigkeitsvariablen, der im Verfahren zur Verifizierung des Entwurfs verwendet wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Bestimmung des Bemessungswertes erfolgt für Einwirkungsvariablen, indem der repräsentative Wert mit einem Teilsicherheitsbeiwert der Einwirkung multipliziert wird, und für Festigkeitsvariablen, indem der repräsentative Wert durch einen Teilsicherheitsbeiwert des Widerstands dividiert wird (siehe 3.44).

Anmerkung 2 zum Begriff: Für die Streckgrenze ist der Bemessungswert gleich der repräsentativen Streckgrenze (siehe 3.45).

[QUELLE: ISO 19900:2013, 3.18, modifiziert]

3.18

Duktilität

Fähigkeit eines Werkstoffs, tragenden Bauteils oder Tragwerks, sich ohne Bruch oder Rissbildung zu verformen und Energie abzuleiten

3.19

dynamischer Verstärkerfaktor

DAF

(en: dynamic amplification factor)

Verhältnis der Auswirkung einer dynamischen Last zur entsprechenden Auswirkung der statischen Last

Anmerkung 1 zum Begriff: Ein entsprechend ausgewählter dynamischer Verstärkungsfaktor kann auf statische Einwirkungen angewendet werden, um die Auswirkungen dynamischer Lasten zu simulieren.

3.20

umweltbedingte Einwirkung

Wirkung von Wind, Wellen, Strömung, Eis und Erdbeben auf ein Bauwerk

Anmerkung 1 zum Begriff: Im Allgemeinen schließen umweltbedingte Einwirkungen jene aufgrund von Erdbebeneinwirkungen ein, allerdings werden aus historischen Gründen an mehreren Stellen dieses Dokuments Erdbebeneinwirkungen getrennt von anderen umweltbedingten Einwirkungen behandelt.

3.21

Beanspruchungsklasse

Klassifizierungssystem zur Festlegung der Anforderungen an ein Bauwerk unter Beachtung des Schutzes des Lebens und der umweltbezogenen und wirtschaftlichen Folgen eines Ausfalls

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe 6.6.

[QUELLE: ISO 19900:2013, 3.20, modifiziert]

3.22

Extremwert

bei Überprüfungen des Grenzzustands der Tragfähigkeit verwendeter Wert eines Parameters, bei dem das allgemeine Verhalten einer Konstruktion im elastischen Bereich bleiben soll

Anmerkung 1 zum Begriff: Extremwerte und -ereignisse überschreiten mit einer Wahrscheinlichkeit von 10^{-2} pro Jahr die Regelwerte.

[QUELLE: ISO 19901-3:2014, 3.13, geändert]

3.23

geeignet für den Verwendungszweck; gebrauchstauglich (Adj.)

Eignung für den Verwendungszweck; Gebrauchstauglichkeit (Subst.)

Erfüllung der Intentionen eines Dokuments, wobei jedoch spezifische Vorschriften dieses Dokuments nicht erfüllt werden, eine Nichterfüllung spezifischer Vorschriften aber kein unannehmbares Risiko für den Schutz des Lebens oder der Umwelt verursacht

[QUELLE: ISO 19900:2013, 3.21]

3.24

gegründete Plattform

Konstruktion, die bodengestützt ist und alle oder die meisten der auf sie wirkenden Einwirkungen entweder über Pfähle oder durch Schwerkraft auf den Meeresboden überträgt

Anmerkung 1 zum Begriff: Typische bodengestützte, mit Stahlpfählen gegründete Plattformen schließen Standbeinkonstruktionen (Jackets) (6.1.2) und Turmplattformen (6.1.3) ein. Konstruktionen ohne Pfahlgründung schließen schwerkraftgegründete Plattformen aus Stahl (siehe 3.51) ein.

[QUELLE: ISO 19900:2013, 3.22, modifiziert]

3.25

freistehender Caisson

Monotower, bestehend aus einer einzigen vertikalen Säule, die in den Meeresboden hinein als Gründungspfahl weitergeführt wird

3.26

Gefährdung

Situationen oder Ereignisse, die das Potenzial haben, Verletzungen von Personen oder/und Umweltschäden und/oder Sachschäden zu veranlassen

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe 6.2.2.

[QUELLE: ISO 19900:2013, 3.24, modifiziert]

3.27

hochfester Stahl

HSS

(en: high strength steel)

Stahl mit einer festgelegten Mindeststreckgrenze (SMYS) von mehr als 460 MPa bis einschließlich 800 MPa

Anmerkung 1 zum Begriff: Es gibt keine einheitliche Definition für HSS. Die hier angegebene untere Grenze entspricht dem Wert für HSS nach Eurocode 3.

3.28

Life-Safety-Klasse

Klassifizierungssystem zur Festlegung eines annehmbaren Sicherheitsniveaus für eine Plattform zur Bestimmung der Beanspruchungsklasse

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe 3.19 zur Definition der Beanspruchungsklasse.

[QUELLE: ISO 19900:2013, 3.26, geändert]

3.29

Instandhaltung

Reihe von Maßnahmen, die während der Gebrauchsdauer der Konstruktion durchgeführt werden, damit diese die Anforderungen an die Betriebssicherheit erfüllen kann

Anmerkung 1 zum Begriff: Maßnahmen zur Instandsetzung der Konstruktion nach einem anormalen Ereignis, Störfall oder seismischen Ereignis sind außerhalb des Anwendungsbereichs der Instandhaltung.

3.30

Metoccean-Einwirkung

Wirkung von Wind, Wellen und Strömung auf ein Bauwerk

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Bestimmung dieser Wirkungen schließt gegebenenfalls den Einfluss von Wasseranstieg, Gezeiten, Wogen und verwandter Vorgänge ein.

3.31

Turmplattform auf einem Standbein

Monotower

gegründete Plattform, deren gesamte Konstruktion oder zumindest der obere Teil der Konstruktion aus einer einzigen vertikalen Säule (rohrförmig oder umlaufend) besteht, die die Topsides-Aufbauten trägt

Anmerkung 1 zum Begriff: Wenn nur der obere Teil der Konstruktion eine einzelne vertikale Säule ist, besteht der untere Teil der Konstruktion aus rohrförmigen Elementen oder Rahmen, die die vertikale Säule mit den Gründungspfählen oder einem anderen nicht flachgründigen Fundamentsystem verbinden, das den Monotower an seiner Unterseite trägt, wie z. B. Köcherfundamente.

3.32

geometrische Nenneigenschaften

Eigenschaften eines tragenden Bauteils abzüglich eines möglichen Korrosionszuschlags, die bei einer globalen Analyse der Konstruktion verwendet werden

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Nennquerschnitt eines Bauteils an einer Verbindungsstelle ist der Querschnitt, der über eine mögliche Chord-Verdickung oder Verdickung an der Verstrebung hinausgeht, die Teil der Verbindungsstelle ist.

Anmerkung 2 zum Begriff: Von der Nennstärke eines Bauteils sind alle Verdickungen des Bauteils aufgrund von Schweißverbindungen ausgenommen.

3.33

Nennspannung

für eine Schnittfläche berechnete Spannung, einschließlich der spannungserhöhenden Auswirkungen der makrogeometrischen Form des Bauteils, von dem der Abschnitt einen Teil darstellt, jedoch ohne Berücksichtigung von örtlich vorkommenden spannungserhöhenden Auswirkungen auf Grund der Form des Abschnitts und aller Schweißverbindungen oder weiterer Befestigungselemente

Anmerkung 1 zum Begriff: Bei der Berechnung von Nennspannungen wird das gesamtelastische Verhalten vorausgesetzt.

3.34

Nennwert

einer Grundvariablen, einer Einwirkung oder einem Festigkeitsmodell zugeordneter Wert, der nicht auf statistischer Basis, sondern im Allgemeinen aus den erworbenen Erfahrungen oder aus den physikalischen Bedingungen bestimmt wird

BEISPIEL In einer anerkannten Vorschrift oder Norm veröffentlichter Wert, z. B. Streckgrenze.

[QUELLE: ISO 19904-1:2006, 3.26]

3.35

Eigentümer

Vertreter derjenigen Unternehmen, die das Bauprojekt besitzen

Anmerkung 1 zum Begriff: Üblicherweise ist der Eigentümer der Betreiber, der im Namen von Mit-Lizenznehmern handelt.

3.36

Bemessungssituation nach Beschädigung

Bemessungssituation, bei der der Zustand der Konstruktion eine Beschädigung aufgrund eines Störfalls oder anormalen Ereignisses widerspiegelt und für die die Metocean- oder Eisparameter zur Verwendung bei der Verifizierung festgelegt sind, bei der das allgemeine Verhalten eines Bauwerks innerhalb des elastischen Bereichs bleiben soll

3.37

Primärkonstruktion

alle wesentlichen tragenden Bauteile, die wesentlich zur Festigkeit und Steifigkeit der Konstruktion beitragen

3.38

quasistatische Analyse

statische Analyse einer Konstruktion, die Lasten ausgesetzt ist, die sich langsam in Bezug auf die natürliche Grundswingungsdauer der Konstruktion ändern, so dass der Einfluss von strukturellen Beschleunigungen entweder vernachlässigt oder durch Anwendung einer gleichwertigen quasistatischen Einwirkung annähernd ermittelt werden kann

3.39

Redundanz

Fähigkeit der Konstruktion, nach dem Versagen eines oder mehrerer Bauteile alternative Lastpfade zu finden, wodurch die Folgen derartiger Ausfälle begrenzt werden

Anmerkung 1 zum Begriff: Statisch bestimmte Konstruktionen weisen im Gegensatz zu statisch unbestimmten Konstruktionen im Allgemeinen keine Redundanz auf.

3.40

Regulierungsbehörde

von einer nationalen Regierung eingesetzte Behörde zur Überwachung der Tätigkeiten der Offshore-Öl- und Erdgasindustrie auf der Grundlage ihres Rechtssystems hinsichtlich der allgemeinen Sicherheit für das Leben des Personals und den Umweltschutz

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Begriff Regulierungsbehörde kann in bestimmten Hoheitsgewässern mehr als eine Behörde umfassen.

Anmerkung 2 zum Begriff: Die Regulierungsbehörde kann weitere Stellen, wie beispielsweise meeres technische Klassifikationsgesellschaften, ernennen, die in ihrem Namen handeln; für derartige Fälle bezieht sich der Begriff Regulierungsbehörde in diesem Dokument auch auf diese Stellen.

Anmerkung 3 zum Begriff: Der in diesem Dokument verwendete Begriff Regulierungsbehörde bezieht sich nicht auf Behörden, die für Genehmigungen zur Extraktion von Kohlenwasserstoffen zuständig sind, außer wenn eine derartige Behörde auch für die Sicherheit und den Umweltschutz verantwortlich ist.

3.41

Instandsetzung

Maßnahmen zur Erhaltung oder Wiederherstellung der Funktionsfähigkeit einer Konstruktion (gewöhnlich nach Beschädigung), die über den Anwendungsbereich der Instandhaltung hinausgehen

3.42

repräsentativer Wert

Wert, der einer Grundvariablen für die Verifizierung eines Grenzzustands zugeordnet wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Der repräsentative Wert ist im Allgemeinen ein charakteristischer Wert.

Anmerkung 2 zum Begriff: Der repräsentative Wert der Streckgrenze ist ein Nennwert (siehe 3.34)

[QUELLE: ISO 19900:2013, 3.38, modifiziert]

3.43

repräsentative Streckgrenze

die festgelegte Mindeststreckgrenze

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe 3.60.

3.44

Tragkraftreserve

Vermögen eines Tragwerks, einer Überlast standzuhalten

3.45

Tragkraftreserve

RSR

(en: reserve strength ratio)

Maß für die Tragkraftreserve in Zusammenhang mit Metocean-Einwirkungen

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe 7.11.1; alternative Maßnahmen stehen zur Verfügung (siehe A.7.11.1.2).

Anmerkung 2 zum Begriff: Das Konzept einer Tragkraftreserve kann auf alle Arten von Einwirkungen (Metocean, Eis, Erdbeben) angewendet werden, aber die in 7.11.1 beschriebene RSR gilt ausschließlich für Metocean-Einwirkungen.

3.46

Maßnahmen zur Minderung von Risiken

Maßnahme, die entweder zur Minderung der Eintrittswahrscheinlichkeit oder der Folgen eines Unfalls oder eines anormalen Ereignisses getroffen werden, einschließlich Erstellung von Notfallplänen

3.47

Robustheit

Fähigkeit einer Konstruktion, Ereignissen, die mit hinreichender Wahrscheinlichkeit auftreten, standzuhalten, ohne dabei in einem zur Ursache unverhältnismäßigen Maß beschädigt zu werden

[QUELLE: ISO 19900:2013, 3.42, modifiziert]

3.48

Sekundärkonstruktion

tragende Bauteile, bei deren Entfernung sich die Gesamtfestigkeit und -steifigkeit der Gesamtkonstruktion nicht wesentlich ändert

3.49

schwerkraftgegründete Plattform aus Stahl

feststehende Konstruktion, die allein durch ihre Masse und möglicherweise enthaltenen Ballast gegenüber umweltbedingten Einwirkungen in Position gehalten wird, sowie durch den Widerstand des Fundamentes, der sich aus seiner Masse ergibt, sowie durch den seitlichen Widerstand möglicherweise vorhandener Schürzen

Anmerkung 1 zum Begriff: Obwohl dieses Dokument nicht für alle Aspekte schwerkraftgegründeter Plattformen aus Stahl gelten soll, können einige der Anforderungen und Hinweise auch für diese Plattformen gelten.

3.50

Festigkeit

mechanische Werkstoffeigenschaft, die die Fähigkeit eines Werkstoffs, Einwirkungen standzuhalten, angibt und üblicherweise in Spannungseinheiten angegeben wird

3.51

Spannungskonzentrationsfaktor

SCF

(en: stress concentration factor)

Faktor, der die Beziehung einer örtlichen Spannung zur Nennspannung an einem Detail angibt

Anmerkung 1 zum Begriff: Spannungskonzentrationsfaktoren (SCF) sind besonders wichtig bei der Ermittlung von Ermüdungsschäden und werden vor allem dabei angewendet (siehe 16.10.2).

3.52

Konstruktionsanalyse

Prozess oder Algorithmus zur Ermittlung von Ergebnissen von Einwirkungen aus einer bestimmten Reihe von Einwirkungen

Anmerkung 1 zum Begriff: Konstruktionsanalysen werden auf drei Stufen durchgeführt (globale Analyse einer Gesamtkonstruktion, örtliche Analyse eines tragenden Bauteils und örtliche Analyse eines Teils eines tragenden Bauteils), wobei jeweils verschiedene Konstruktionsmodelle verwendet werden.

3.53

tragendes Teil

physisch unterscheidbares Teil eines Bauwerks

Anmerkung 1 zum Begriff: Die wesentlichen tragenden Bauteile einer gegründeten Stahlplattform sind rohrförmige Elemente (siehe Abschnitt 13), rohrförmige Anschlüsse (siehe Abschnitt 14), mechanische Verbinder und Klemmen (siehe Abschnitt 15), Gründungspfähle und Köcherfundamente (siehe Abschnitt 17 und ISO 19901-4).

[QUELLE: ISO 19900:2013, 3.53, modifiziert]

3.54

Tragwerk

tragende Bauteile einer Plattform und die Art und Weise, in der diese Bauteile miteinander funktionieren

[QUELLE: ISO 19900:2013, 3.45]

3.55

Überwasserbauten; Aufbauten; Deck

Bauten und Einrichtungen, die zur Ermöglichung einiger oder aller Funktionen einer Plattform auf einer (feststehenden oder schwimmenden) Stützkonstruktion angeordnet sind

Anmerkung 1 zum Begriff: Ein separat hergestelltes Deck oder ein Modul-Tragrahmen ist Teil der Aufbauten.

Anmerkung 2 zum Begriff: Die Bemessung von Aufbauten wird in ISO 19901-3 behandelt.

[QUELLE: ISO 19900:2013, 3.52, geändert]

3.56

Auslastung

Auslastung von Bauelementen

Auslastung von Anschlüssen

Höchstwert des Verhältnisses der verallgemeinerten Darstellung der Einflüsse von Einwirkungen in Einheiten der Spannung (Kraft) in einem tragenden Bauteil zur verallgemeinerten Darstellung des Bemessungswiderstands des Bauteils in Einheiten der Spannung (Kraft)

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Auslastung ist der maximale absolute Wert des Verhältnisses für alle berücksichtigten Bemessungssituationen.

Anmerkung 2 zum Begriff: Lediglich Auslastungen, die kleiner oder gleich 1,0 sind, entsprechen den Bemessungskriterien für einen bestimmten Grenzzustand.

Anmerkung 3 zum Begriff: Die Bemessungswirkung einer Einwirkung ist die Spannung (Kraft), der folgende mit Beiwerten versehene Einwirkungen zugrunde liegen: $F_d = F_r \gamma_f$. Der Bemessungswiderstand ist der repräsentative Wert des Widerstands, geteilt durch den Teilsicherheitsbeiwert für den Widerstand: $R_d = R_r / \gamma_R$.

Anmerkung 4 zum Begriff: Für Bauelemente und Anschlüsse, die einer einzelnen Kraft ausgesetzt sind, beträgt die Auslastung U : $F_d / R_d = F_r \gamma_f \gamma_R / R_r$.

Anmerkung 5 zum Begriff: Für Bauelemente und Anschlüsse, die kombinierten Einflüssen von Einwirkungen ausgesetzt sind, werden das Muster der inneren Spannung (Kraft) und der Bemessungswiderstand zu einer Interaktionsgleichung zusammengefasst. Wenn die Interaktionsgleichung, die die Bemessungssituation bestimmt, auf eine Ungleichung der Form $I \leq 1,0$ reduziert wird oder werden kann, entspricht die Auslastung I .

3.57

Streckgrenze

festgelegte Mindeststreckgrenze

SMYS

<bei Stählen mit Streckplateau> Spannung, bei der einem Anstieg der Dehnung kein signifikanter Anstieg der Spannung gegenübersteht

<bei Stählen ohne Streckplateau> Spannung, bei der ein vorgegebenes Maß dauerhafter Verformung eintritt

Anmerkung 1 zum Begriff: Für die von diesem Dokument abgedeckten Stahlsorten wird eine Verschiebung des elastischen Dehnungsanstiegs von 0,2 % angewendet.

Anmerkung 2 zum Begriff: In verschiedenen Regionen der Welt und in verschiedenen Normen in einer Region wird alternative Terminologie für „Streckgrenze“ verwendet. Allgemein gebräuchliche Benennungen schließen festgelegte Mindeststreckgrenze (SMYS), Streckgrenze und Nennstreckgrenze ein. Die Benennung „charakteristische Streckgrenze“ wurde ebenfalls verwendet, während es sich tatsächlich lediglich um den Nennwert handelt.

4 Symbole

Nachfolgend sind die wesentlichen in diesem Dokument verwendeten Symbole zusammengefasst. Viele weitere Symbole sind an den entsprechenden Stellen definiert, an denen sie verwendet werden. An bestimmten Stellen werden die Hauptsymbole mit einem oder mehreren Indices verwendet, wenn eine speziellere Anwendung und die zugehörige Definition des Symbols beabsichtigt ist.

A	Störfall (aus ISO 19900)
A	Fläche
C	Koeffizient allgemein
C_d	hydrodynamischer Strömungswiderstandsbeiwert

C_m	hydrodynamischer Trägheitsbeiwert
C_m	Momentenminderungsbeiwert
C_r	seismischer Reservekapazitätsbeiwert
C_s	Form-Beiwert
C_s	Beiwert für Slamming-Stöße
D	Durchmesser eines kreisförmigen zylindrischen Bauelements
D	Durchmesser eines rohrförmigen Anschluss-Chords
D	Verhältnis der Ermüdungsschäden nach Palmgren und Miner
D	dynamische Einflüsse repräsentierende gleichwertige quasistatische Einwirkung
d	Wassertiefe
d	Durchmesser einer rohrförmigen Anschlussverstrebung
E	Youngsches Elastizitätsmodul
E	quasistatische Metocean-Einwirkung
E_e	extreme quasistatische Metocean-Einwirkung aufgrund von Wind, Wellen und Strömung
E_o	Metocean-Einwirkung aufgrund von vom Eigentümer festgelegten Betriebsparametern für Wind, Wellen und Strömung
F	Einwirkung
F_d	Bemessungswert der Einwirkung (aus ISO 19900)
F_r	repräsentativer Wert der Einwirkung (aus ISO 19900)
f	repräsentative Festigkeit allgemein, in Spannungseinheiten
f_b	repräsentative Biegefestigkeit, in Spannungseinheiten
f_c	repräsentative axiale Druckfestigkeit, in Spannungseinheiten
f_{cu}	einaxiale Würfeldruckfestigkeit von Einpressmörtel
f_e	Knickfestigkeit nach Euler, in Spannungseinheiten
f_h	repräsentativer Wert der Umfangsknickfestigkeit, in Spannungseinheiten
f_t	repräsentativer Wert der axialen Zugfestigkeit, in Spannungseinheiten
f_v	repräsentativer Wert der Scherfestigkeit, in Spannungseinheiten

f_y	repräsentativer Wert der Streckgrenze, in Spannungseinheiten
G	ständige Einwirkung (aus ISO 19900)
g	Beschleunigung aufgrund der Erdanziehungskraft
g	Spalt
H	Höhe einer einzelnen Welle
H_s	signifikante Wellenhöhe
I	Trägheitsmoment
K	Beiwert (stellenweise mit einem Index für eine besondere Bedeutung versehen)
K	Beiwert für die effektive Länge
K	dimensionsloser Beiwert für den seitlichen Erddruck
K	Keulegan-Carpenter-Zahl
k	Beiwert (stellenweise mit einem Index für eine besondere Bedeutung versehen)
k	Wellenzahl
k_{DAF}	dynamischer Verstärkerfaktor
L	Länge
M	Moment (Biege- oder Torsionsmoment) aufgrund berücksichtigter Einwirkungen
M_d	Bemessungswert für die Biegemomentfestigkeit von Anschlüssen, in Momenteneinheiten
M_{uj}	repräsentativer Wert für die Biegemomentfestigkeit von Anschlüssen, in Momenteneinheiten
m	Kehrwert des Anstiegs der S-N-Kurve
m	Masse
N	Anzahl der Zyklen bis zum Ermüdungsversagen eines festgelegten konstanten Amplitudenspannungsbereichs S
n	Anzahl des Auftretens eines festgelegten Spannungsbereichs S innerhalb einer festgelegten Zeit
P	prozentualer Anteil
P	axiale Kraft eines Bauelementes aufgrund der berücksichtigten Einwirkungen
P_{CE}	Kohlenstoffäquivalent
P_{CM}	modifizierter Kohlenstoffäquivalent
P_d	Bemessungswert für die axiale Festigkeit von Anschlüssen, in Krafteinheiten

P_{uj}	repräsentativer Wert der axialen Festigkeit von Anschlüssen, in Krafteinheiten
P_f	Versagenswahrscheinlichkeit
$P-\Delta$	Biegewirkung zweiter Ordnung aufgrund der axialen Druckkraft P und der seitlichen Auslenkung Δ
$P(x)$	kumulative Wahrscheinlichkeit der Variablen x
p	berücksichtigter hydrostatischer Druck
p_a	atmosphärischer Druck
$p(x)$	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion der Variablen x
$p-y$	seitlicher Bodenwiderstand gegenüber einer örtlichen Verschiebung eines Gründungspfahls
Q	veränderliche Einwirkung (aus ISO 19900)
Q_f	Kraftbeiwert für Chords
Q_g	Fugenbeiwert für einen Anschluss
Q_u	Festigkeitsbeiwert für Chords
$Q-z$	Spitzendruckwiderstand eines Gründungspfahls gegenüber der Verschiebung der Pfahlspitze
Q_β	geometrischer Beiwert für einen Anschluss
R	Radius eines kreisförmigen Querschnitts
R_d	Bemessungswert für den Bauteilwiderstand (aus ISO 19900)
R_e	Reynolds-Zahl
R_{RS}	Tragkraftreserve (RSR)
r	Trägheitsradius
S	innere Kraft (Einfluss einer Einwirkung)
S	konstanter Amplitudenspannungsbereich für Ermüdungsmessungen
S_r	Strouhal-Zahl
S_r	Spannungsschwingbreite
T	quasistatische vorübergehende Einwirkung
T	Wanddicke des Chord-Elements
T	Periode allgemein
T_i	intrinsische Wellenperiode

T_z	mittlere Nulldurchgangs-Wellenperiode
t	Zeit
t	Wanddicke allgemein
t	Wanddicke des Verstrebungselements
$t-z$	Boden-Pfahl-Schubübertragung gegenüber örtlicher Pfahlverschiebung
U	Auslastung
V	Scherkraft eines Trägers aufgrund von berücksichtigten Einwirkungen
V	verschobenes Volumen
V	Variationskoeffizient
Z_e	elastisches Widerstandsmoment
Z_p	plastisches Widerstandsmoment
Ω	Verhältnis der Erregungsfrequenz zur Eigenfrequenz
α	Steigungswinkel eines Kegelschnitts
β	Verhältnis des Außendurchmessers der Verstrebung zum Außendurchmesser des Chords
γ	Verhältnis des Außenradius des Chords zur Wanddicke des Chords
γ_f	Teilsicherheitsbeiwert für Einwirkungen, dessen Wert die Unsicherheit oder Zufälligkeit einer Einwirkung angibt (aus ISO 19900)
γ_R	Teilsicherheitsbeiwert für den Bauteilwiderstand, dessen Wert die Unsicherheit oder Veränderlichkeit für die Widerstände von Bauteilen einschließlich der Unsicherheit oder Veränderlichkeit der Werkstoffeigenschaften angibt (aus ISO 19900)
θ	Winkel allgemein
θ_m	mittlere Wellenrichtung
λ	Wellenlänge
λ	Schlankheitsparameter von Stützen
ν	Poissonsche Konstante, die für Baustahl gleich 0,3 gesetzt werden kann, sofern keine genaueren Angaben vorliegen
ξ	Beiwert (stellenweise mit einem Index für eine besondere Bedeutung versehen)
ξ	Dämpfungsfaktor
ρ_a	Massendichte von Luft, die gleich 1,22 kg/m ³ gesetzt werden kann, sofern keine genaueren Angaben vorliegen

ρ_s	Massendichte von Stahl, die für Baustahl gleich 7 850 kg/m ³ gesetzt werden kann, sofern keine genaueren Angaben vorliegen
ρ_w	Massendichte von Meerwasser, die gleich 1 025 kg/m ³ gesetzt werden kann, sofern keine genaueren Angaben vorliegen
σ	Spannung allgemein
τ	Scherspannung allgemein
τ	Verhältnis der Wanddicke der Verstrebung zur Wanddicke des Chords
ν	kinematische Viskosität von Wasser
ω	Kreisfrequenz
ω_e	Erregungsfrequenz
ω_n	Eigenfrequenz allgemein
ω_1	erste Eigenfrequenz
$\emptyset$	Durchmesser

5 Abkürzungen

ADS	Panzertauchanzug (en: atmospheric diving suit)
ALE	Erdbeben anormaler Stärke (en: abnormal level earthquake)
ALS	Grenzzustände für außergewöhnliche Einwirkungen einschließlich Grenzzuständen für anormale Einwirkungen (en: accidental limit states including abnormal limit states)
API	American Petroleum Institute (en: American Petroleum Institute)
ASD	Bemessung mit zulässigen Spannungen (en: allowable stress design)
AW	im Schweißzustand (en: as-welded) (in Anhang D)
CE	Kohlenstoffäquivalent (en: carbon equivalent)
CHS	kreisförmiges Hohlprofil (en: circular hollow section)
COV	Variationskoeffizient (en: coefficient of variation)
CTOD	kritische Rissaufweitung (en: crack tip opening displacement)
CVN	Kerbschlagbiegeversuch nach Charpy (en: Charpy V-notch)
DAF	dynamischer Verstärkerfaktor (en: dynamic amplification factor)
DC	Bemessungsklasse (en: design class)
ELE	Erdbeben extremer Stärke (en: extreme level earthquake)

ERW	elektrisch widerstandsgeschweißt (en: electric resistance welded)
FEA	Finite-Elemente-Analyse (en: finite element analysis)
FLS	Grenzzustände der Ermüdung (en: fatigue limit states)
FMD	System zur Erkennung überfluteter Elemente (en: flooded member detection)
GS	Strukturspannung (en: geometrical stress)
GSR	geometrische Spannungsschwingbreite (en: geometrical stress range)
HAT	höchstmöglicher Gezeitenwasserstand (en: highest astronomical tide)
HAZ	Wärmeeinflusszone (en: heat affected zone)
HISC	wasserstoffinduzierte Spannungsrisskorrosion (en: hydrogen induced stress cracking)
HSS	hochfester Stahl (en: high strength steel) (siehe 3.27)
IACS	Internationaler Zusammenschluss von Klassifikationsgesellschaften (en: International Association of Classification Societies)
IC	eingepprägter Strom (en: impressed current)
ipb	Biegen in der Ebene (en: in-plane bending)
JIP	gemeinsames Industrieprojekt (en: joint industry project)
LAST	niedrigste erwartete Betriebstemperatur (en: lowest anticipated service temperature)
LAT	niedrigstmöglicher Gezeitenwasserstand (en: lowest astronomical tide)
LBZ	lokale Sprödzone (en: local brittle zone)
LRFD	Bemessung mit Teilsicherheitsbeiwerten auf Belastung und Widerstand (en: load and resistance factor design)
MC	Werkstoffkategorie (en: material category)
MIC	mikrobiologisch beeinflusste Korrosion (en: microbiologically influenced corrosion)
MPI	Magnetpulverprüfung (en: magnetic particle inspection)
MPM	wahrscheinlichster Höchstwert (en: most probable maximum)
NDT	zerstörungsfreie Prüfung (en: non-destructive testing)
opb	Biegen aus der Ebene (en: out-of-plane bending)
POD	Erkennungswahrscheinlichkeit (en: probability of detection)
PQR	Protokoll der Schweißverfahrensprüfung (en: procedure qualification record)
PWHT	Wärmenachbehandlung nach dem Schweißen (en: post weld heat treatment)

QA	Qualitätssicherung (en: quality assurance)
QC	Qualitätskontrolle (en: quality control)
QMS	Qualitätsmanagementsystem (en: quality management system)
Q&T	vergütet (en: quenched and tempered)
RAO	Übertragungsfunktion (en: response amplitude operator)
RHS	Rechteckhohlprofil (en: rectangular hollow section)
rms	Effektivwert (en: root-mean-square)
RSR	Tragkraftreserve (en: reserve strength ratio)
RT	Durchstrahlungsprüfung (en: radiographic testing)
SAW	Unterpulverschweißen (en: submerged arc welding)
SCF	Spannungskonzentrationsfaktor (en: stress concentration factor)
SDOF	mit einem Freiheitsgrad (en: single degree of freedom)
SIM	Management(system) der Tragwerksintegrität (en: structural integrity management (system))
SLS	Grenzzustände der Gebrauchstauglichkeit (en: serviceability limit states)
SMYS	festgelegte Mindeststreckgrenze (en: specified minimum yield strength) (siehe 3.59)
SRA	Analyse der Zuverlässigkeit von Tragwerken (en: structural reliability analysis)
SRC	seismische Risikokategorie (en: seismic risk category)
SRD	Bodenwiderstand bei der Rammung (en: soil resistance to driving)
SSSV	Unterwassersicherheitsventil (en: subsurface safety valve)
TMCP	thermomechanisch gesteuerter Prozess (en: thermo-mechanically controlled process)
TRF	Transferfunktion (en: transfer function)
ULS	Grenzzustände der Tragfähigkeit (en: ultimate limit states)
UT	Ultraschallprüfung (en: ultrasonic testing)
VIV	wirbelerregte Schwingungen (en: vortex induced vibrations)
WPS	Schweißanweisung (en: welding procedure specification)
WSD	Bemessung mit Gebrauchslasten (en: working stress design)
WPQ	Schweißverfahrensprüfung (en: welding procedure qualification)

Nationaler Anhang NB (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN ISO 9712, Zerstörungsfreie Prüfung — Qualifizierung und Zertifizierung von Personal der zerstörungsfreien Prüfung

DIN EN ISO 9712 Beiblatt 1, Zerstörungsfreie Prüfung — Qualifizierung und Zertifizierung von Personal der zerstörungsfreien Prüfung; Beiblatt 1: Empfehlungen zur Anwendung von DIN EN ISO 9712:2012-12

DIN EN ISO 10414-1, Erdöl- und Erdgasindustrie — Feldprüfung von Bohrspülungen — Teil 1: Flüssigkeiten auf Wasserbasis

DIN EN ISO 19900, Erdöl- und Erdgasindustrie — Allgemeine Anforderungen an Offshore-Bauwerke

DIN EN ISO 19901-1, Erdöl- und Erdgasindustrie — Spezielle Anforderungen für Offshore-Anlagen — Teil 1: Grundsätze für die Auslegung und den Betrieb auf dem offenen Meer

DIN EN ISO 19901-2, Erdöl- und Erdgasindustrie — Spezielle Anforderungen für Offshore-Anlagen — Teil 2: Seismische Auslegungsverfahren und -kriterien

DIN EN ISO 19901-3, Erdöl- und Erdgasindustrie — Spezielle Anforderungen an Offshore-Anlagen — Teil 3: Topsides structure

DIN EN ISO 19901-4, Erdöl- und Erdgasindustrie — Besondere Anforderungen an Offshore-Bauwerke — Teil 4: Geotechnische und Fundament-Auslegungsmerkmale

DIN EN ISO 19901-6, Erdöl- und Erdgasindustrie — Spezielle Anforderungen für Offshore-Anlagen — Teil 6: Mariner Betrieb

DIN EN ISO 19901-8, Erdöl- und Erdgasindustrie — Spezielle Anforderungen für Offshore-Anlagen — Teil 8: Meeresbodenuntersuchungen

DIN EN ISO 19905-1, Erdöl- und Erdgasindustrie — Beurteilung von mobilen Offshore Einheiten bezüglich ihres Einsatzgebietes — Teil 1: Hubinseln

— Leerseite —

Contents

Page

Foreword.....	xx
Introduction.....	xxiii
1 Scope	1
2 Normative references	1
3 Terms and definitions.....	2
4 Symbols	11
5 Abbreviated terms	16
6 Overall considerations.....	18
6.1 Types of fixed steel offshore structure	18
6.1.1 General	18
6.1.2 Jackets.....	19
6.1.3 Towers.....	19
6.1.4 Jack-ups	20
6.2 Planning	21
6.2.1 General	21
6.2.2 Hazards.....	21
6.2.3 Designing for hazards	22
6.2.4 Design situations and criteria	22
6.2.5 Design for inspection and maintenance	22
6.2.6 Foundations and active geological processes	22
6.2.7 Regulations	22
6.3 Service and operational considerations.....	23
6.3.1 General considerations	23
6.3.2 Water depth.....	23
6.3.3 Structural configuration.....	23
6.3.4 Access and auxiliary systems	24
6.4 Safety considerations	24
6.5 Environmental considerations	24
6.5.1 General	24
6.5.2 Selecting design metocean parameters and action factors	24
6.6 Exposure levels.....	25
6.7 Assessment of existing structures	26
6.8 Structure reuse.....	26
6.9 Structure repair and modification	26
7 General design requirements.....	26
7.1 General	26
7.2 Material properties.....	26
7.3 Incorporating limit states.....	27
7.4 Determining design situations.....	27
7.5 Structural modelling and analysis.....	28
7.6 Design for pre-service and removal situations.....	28
7.7 Design for the in-place situation	28
7.8 Determination of resistances.....	28

7.8.1	General.....	28
7.8.2	Physical testing to derive resistances.....	29
7.8.3	Resistances derived from computer simulations validated by physical testing.....	29
7.8.4	Resistances derived from computer simulations validated against design formulae.....	29
7.8.5	Resistances derived from unvalidated computer simulations.....	29
7.9	Strength and stability checks.....	29
7.9.1	Action and resistance factors.....	29
7.9.2	Strength and stability equations	29
7.9.3	Unfactored actions.....	30
7.10	Robustness.....	30
7.10.1	General.....	30
7.10.2	Damage tolerance	30
7.11	Reserve strength	31
7.11.1	New structures	31
7.11.2	Existing structures.....	32
7.12	Indirect actions.....	32
7.13	Structural reliability analysis	32
8	Actions for pre-service and removal situations.....	33
8.1	General.....	33
8.1.1	Coverage	33
8.1.2	Design situations.....	33
8.2	General requirements	33
8.2.1	Weight control.....	33
8.2.2	Dynamic effects.....	34
8.2.3	Action effects.....	34
8.3	Onshore lifting.....	36
8.3.1	General.....	36
8.3.2	Dynamic effects.....	36
8.3.3	Effect of tolerances	36
8.3.4	Multi-crane lift	37
8.3.5	Local factor	37
8.3.6	Member and joint strengths.....	37
8.3.7	Lifting attachments.....	38
8.3.8	Slings, shackles and fittings.....	38
8.4	Fabrication	39
8.5	Loadout.....	39
8.5.1	Direct lift.....	39
8.5.2	Horizontal movement onto vessel	39
8.5.3	Self-floating structures.....	39
8.6	Transportation.....	40
8.6.1	General.....	40
8.6.2	Metoccean conditions.....	40
8.6.3	Determination of actions.....	40
8.6.4	Other considerations	40
8.7	Installation	41
8.7.1	Lifted structures	41
8.7.2	Launched structures	41
8.7.3	Crane assisted uprighting of structures.....	41
8.7.4	Submergence pressures.....	41
8.7.5	Member flooding	41
8.7.6	Actions on the foundation during installation	42
8.8	Removal	42

9	Actions for in-place situations	42
9.1	General	42
9.2	Permanent actions (G) and variable actions (Q)	43
9.2.1	Permanent action 1, G_1	43
9.2.2	Permanent action 2, G_2	43
9.2.3	Variable action 1, Q_1	43
9.2.4	Variable action 2, Q_2	44
9.2.5	Unintentional flooding	44
9.2.6	Position and range of permanent and variable actions	44
9.2.7	Carry down factors	44
9.2.8	Representation of actions from topsides	44
9.2.9	Weight control	44
9.3	Extreme metocean actions	45
9.3.1	General	45
9.3.2	Notation	45
9.4	Extreme quasi-static action due to wind, waves and current (E_e)	45
9.4.1	Procedure for determining E_e	45
9.4.2	Direction of extreme wind, waves and current	46
9.4.3	Extreme global actions	47
9.4.4	Extreme local actions and action effects	47
9.4.5	Vortex induced vibrations (VIV)	48
9.5	Extreme quasi-static action caused by waves only (E_{we}) or by waves and currents (E_{wce})	48
9.5.1	Procedure for determining E_{we} and E_{wce}	48
9.5.2	Models for hydrodynamic actions	50
9.5.3	Hydrodynamic models for appurtenances	53
9.6	Actions caused by current	54
9.7	Actions caused by wind	54
9.7.1	General	54
9.7.2	Determining actions caused by wind	54
9.7.3	Wind actions determined from models	55
9.8	Equivalent quasi-static action representing dynamic response caused by extreme wave conditions	55
9.8.1	General	55
9.8.2	Equivalent quasi-static action (D_e) representing the dynamic response	56
9.8.3	Global dynamic analysis in waves	57
9.9	Factored actions	58
9.9.1	General	58
9.9.2	Factored permanent and variable actions	58
9.9.3	Factored extreme metocean action	58
9.10	Design situations	59
9.10.1	General considerations on the ultimate limit state	59
9.10.2	Demonstrating sufficient RSR under metocean actions	60
9.10.3	Partial factor design format	60
9.11	Local hydrodynamic actions	61
10	Accidental and abnormal situations	62
10.1	General	62
10.1.1	Treatment of ALS events	62
10.1.2	Accidental events	63
10.1.3	Abnormal environmental actions	63
10.2	Vessel collisions	63
10.2.1	General	63

10.2.2	Collision events.....	64
10.2.3	Collision process.....	64
10.3	Dropped objects.....	64
10.4	Fires and explosions	65
10.5	Abnormal environmental actions	65
10.6	Assessment of structures following damage.....	66
11	Seismic design considerations	66
11.1	General.....	66
11.2	Seismic design procedure	66
11.3	Seismic reserve capacity factor.....	67
11.4	Recommendations for ductile design	68
11.5	ELE requirements.....	69
11.5.1	Partial action factors.....	69
11.5.2	ELE structural and foundation modelling	69
11.6	ALE requirements	70
11.6.1	General.....	70
11.6.2	ALE structural and foundation modelling.....	71
11.6.3	Non-linear static pushover analysis.....	71
11.6.4	Time-history analysis	73
11.7	Topsides appurtenances and equipment.....	73
12	Structural modelling and analysis	74
12.1	Purpose of analysis.....	74
12.2	Analysis principles	75
12.2.1	Extent of analysis	75
12.2.2	Calculation methods.....	75
12.3	Modelling.....	75
12.3.1	General.....	75
12.3.2	Level of accuracy	76
12.3.3	Geometrical definition for framed structures	76
12.3.4	Modelling of material properties	79
12.3.5	Topsides structure modelling	79
12.3.6	Appurtenances	79
12.3.7	Soil-structure interaction.....	80
12.3.8	Other support conditions.....	81
12.3.9	Local analysis structural models.....	82
12.3.10	Actions.....	82
12.3.11	Mass simulation	83
12.3.12	Damping.....	83
12.4	Analysis requirements.....	84
12.4.1	General.....	84
12.4.2	Fabrication	85
12.4.3	Other pre-service and removal situations	85
12.4.4	In-place situations	88
12.5	Types of analysis	90
12.5.1	Natural frequency analysis.....	90
12.5.2	Dynamically responding structures.....	90
12.5.3	Static and quasi-static linear analysis	91
12.5.4	Static ultimate strength analysis	91
12.5.5	Dynamic linear analysis.....	92
12.5.6	Dynamic ultimate strength analysis.....	92
12.6	Non-linear analysis.....	92
12.6.1	General.....	92

12.6.2	Geometry modelling	93
12.6.3	Component strength	93
12.6.4	Models for member strength	93
12.6.5	Models for joint strength	94
12.6.6	Ductility limits	94
12.6.7	Yield strength of structural steel	94
12.6.8	Models for foundation strength	95
12.6.9	Investigating non-linear behaviour	95
13	Strength of tubular members	95
13.1	General	95
13.2	Tubular members subjected to tension, compression, bending, shear, torsion or hydrostatic pressure	97
13.2.1	General	97
13.2.2	Axial tension	98
13.2.3	Axial compression	98
13.2.4	Bending	100
13.2.5	Shear	101
13.2.6	Hydrostatic pressure	102
13.3	Tubular members subjected to combined forces without hydrostatic pressure	105
13.3.1	General	105
13.3.2	Axial tension and bending	106
13.3.3	Axial compression and bending	106
13.3.4	Axial tension or compression, bending, shear and torsion	107
13.3.5	Piles	109
13.4	Tubular members subjected to combined forces with hydrostatic pressure	109
13.4.1	General	109
13.4.2	Axial tension, bending and hydrostatic pressure	110
13.4.3	Axial compression, bending and hydrostatic pressure	111
13.4.4	Axial tension or compression, bending, hydrostatic pressure, shear and torsion	112
13.5	Effective lengths and moment reduction factors	112
13.6	Conical transitions	114
13.6.1	General	114
13.6.2	Design stresses	114
13.6.3	Strength requirements without external hydrostatic pressure	117
13.6.4	Strength requirements with external hydrostatic pressure	121
13.6.5	Ring design	122
13.7	Dented tubular members	124
13.7.1	General	124
13.7.2	Dented tubular members subjected to tension, compression, bending or shear	125
13.7.3	Dented tubular members subjected to combined forces	130
13.8	Corroded tubular members	132
13.9	Grouted tubular members	132
13.9.1	General	132
13.9.2	Grouted tubular members subjected to tension, compression or bending	133
13.9.3	Grouted tubular members subjected to combined forces	136
14	Strength of tubular joints	138
14.1	General	138
14.2	Design considerations	139
14.2.1	Materials	139
14.2.2	Design forces and joint flexibility	139
14.2.3	Minimum joint strength	139

14.2.4	Weld strength	140
14.2.5	Joint classification	140
14.2.6	Detailing practice	143
14.3	Simple tubular joints	146
14.3.1	General	146
14.3.2	Basic joint strength	147
14.3.3	Strength factor, Q_u	148
14.3.4	Chord force factor, Q_f	149
14.3.5	Effect of chord can length on joint strength	150
14.3.6	Strength check	151
14.4	Overlapping joints	152
14.5	Grouted joints	152
14.6	Ring stiffened joints	153
14.7	Other joint types	153
14.8	Damaged joints	153
14.9	Non-circular joints	154
14.10	Cast joints	154
15	Strength and fatigue resistance of other structural components	154
15.1	Grouted connections	154
15.1.1	General	154
15.1.2	Detailing requirements	156
15.1.3	Axial force	156
15.1.4	Interface transfer stress	156
15.1.5	Interface transfer strength	158
15.1.6	Strength check	160
15.1.7	Fatigue assessment	161
15.2	Mechanical connections	161
15.2.1	Types of mechanical connectors	161
15.2.2	Design requirements	162
15.2.3	Actions and forces on the connector	163
15.2.4	Resistance of the connector	163
15.2.5	Strength criteria	163
15.2.6	Fatigue criteria	163
15.2.7	Stress analysis validation	163
15.2.8	Threaded fasteners	164
15.2.9	Swaged connections	166
15.3	Clamps for strengthening and repair	167
15.3.1	General	167
15.3.2	Split sleeve clamps	167
15.3.3	Prestressed clamps	167
15.3.4	Forces on clamps	167
15.3.5	Clamp design	168
15.3.6	General requirements for bolted clamps	170
15.3.7	Bolting considerations	171
16	Fatigue	171
16.1	General	171
16.1.1	Applicability	171
16.1.2	The fatigue process	171
16.1.3	Fatigue assessment by analysis using $S-N$ data	171
16.1.4	Fatigue assessment by analysis using fracture mechanics methods	172
16.1.5	Fatigue assessment by other methods	172
16.1.6	Fatigue assessment of existing components	172

16.2	General requirements.....	172
16.2.1	Applicability	172
16.2.2	Fatigue crack initiation and crack propagation	173
16.2.3	Sources of variable stresses causing fatigue.....	173
16.2.4	Service life and fatigue life	173
16.2.5	The nature of fatigue damage	174
16.2.6	Characterization of the stress range data governing fatigue.....	174
16.2.7	The long-term stress range history.....	174
16.2.8	Partial action and resistance factors.....	174
16.2.9	Fatigue resistance.....	175
16.2.10	Fatigue damage calculation.....	175
16.2.11	Weld improvement techniques.....	175
16.3	Description of the long-term wave environment.....	175
16.3.1	General	175
16.3.2	Wave scatter diagram	176
16.3.3	Mean wave directions	176
16.3.4	Wave frequency spectra.....	177
16.3.5	Wave directional spreading function	177
16.3.6	Periodic waves.....	177
16.3.7	Long-term distribution of individual wave heights	177
16.3.8	Current	177
16.3.9	Wind	177
16.3.10	Water depth	177
16.3.11	Marine growth.....	178
16.4	Performing the global stress analyses	178
16.4.1	General	178
16.4.2	Actions caused by waves	178
16.4.3	Quasi-static analyses	180
16.4.4	Dynamic analyses	180
16.5	Characterization of the stress range data governing fatigue.....	181
16.6	The long-term local stress range history	182
16.6.1	General	182
16.6.2	Probabilistic determination using spectral analysis methods	183
16.6.3	Deterministic determination using individual periodic waves.....	183
16.6.4	Approximate determination using simplified methods	184
16.7	Determining the long-term stress range distribution by spectral analysis	184
16.7.1	General	184
16.7.2	Stress transfer functions.....	185
16.7.3	Short-term stress range statistics.....	186
16.7.4	Long-term stress range statistics.....	186
16.8	Determining the long-term stress range distribution by deterministic analysis	188
16.8.1	General	188
16.8.2	Wave height selection	188
16.8.3	Wave period selection.....	188
16.8.4	Long-term stress range distribution	188
16.9	Determining the long-term stress range distribution by approximate methods	189
16.10	Geometric stress ranges.....	189
16.10.1	General.....	189
16.10.2	Stress concentration factors for tubular joints	189
16.10.3	Geometric stress ranges for other fatigue sensitive locations	191
16.11	Fatigue resistance of the material	191
16.11.1	Basic S-N curves	191

16.11.2	High strength steel	192
16.11.3	Cast joints	192
16.11.4	Thickness effect	193
16.12	Fatigue assessment	193
16.12.1	Cumulative damage and fatigue life	193
16.12.2	Fatigue damage design factors	194
16.12.3	Local experience factor	194
16.13	Other causes of fatigue damage than wave action	195
16.13.1	General	195
16.13.2	Vortex induced vibrations	195
16.13.3	Wind induced vibrations	195
16.13.4	Transportation	195
16.13.5	Installation	195
16.13.6	Risers	196
16.14	Further design considerations	196
16.14.1	General	196
16.14.2	Conductors, caissons and risers	196
16.14.3	Miscellaneous non-load carrying attachments	196
16.14.4	Miscellaneous load carrying attachments	196
16.14.5	Conical transitions	197
16.14.6	Members in the splash zone	197
16.14.7	Topsides structure	197
16.14.8	Inspection strategy	197
16.15	Fracture mechanics methods	197
16.15.1	General	197
16.15.2	Fracture assessment	198
16.15.3	Fatigue crack growth law	198
16.15.4	Stress intensity factors	199
16.15.5	Fatigue stress ranges	199
16.15.6	Castings	199
16.16	Fatigue performance improvement of existing components	199
17	Foundation design	200
17.1	General	200
17.2	Design of pile foundations	201
17.3	Pile wall thickness	202
17.3.1	General	202
17.3.2	Pile stresses	202
17.3.3	Pile design checks	203
17.3.4	Check for design situation due to weight of hammer during hammer placement	203
17.3.5	Stresses during driving	204
17.3.6	Minimum wall thickness	204
17.3.7	Allowance for underdrive and overdrive	204
17.3.8	Driving shoe	204
17.3.9	Driving head	205
17.4	Length of pile sections	205
17.5	Shallow foundations	205
17.5.1	General	205
17.5.2	Stability of shallow foundations	206
18	Corrosion control	206
18.1	General	206
18.2	Corrosion zones and environmental parameters affecting corrosivity	206
18.3	Forms of corrosion, associated corrosion rates and corrosion damage	207

18.4	Design of corrosion control.....	208
18.4.1	General	208
18.4.2	Considerations in design of corrosion control.....	208
18.4.3	Coatings, linings and wrappings.....	209
18.4.4	Cathodic protection	209
18.4.5	Corrosion resistant materials	213
18.4.6	Corrosion allowance.....	213
18.5	Fabrication and installation of corrosion control	213
18.5.1	General	213
18.5.2	Coatings and linings.....	213
18.5.3	Cathodic protection	213
18.5.4	Corrosion resistant materials	214
18.6	In-service inspection, monitoring and maintenance of corrosion control.....	214
18.6.1	General	214
18.6.2	Coatings and linings.....	214
18.6.3	Cathodic protection	214
18.6.4	Corrosion resistant materials	215
19	Materials	215
19.1	General	215
19.2	Lowest anticipated service temperature	216
19.3	Chemical composition.....	216
19.3.1	General	216
19.3.2	Carbon equivalent	217
19.3.3	Modified carbon equivalent.....	217
19.4	Other considerations.....	217
19.5	Material category approach.....	217
19.5.1	Steel selection philosophy.....	217
19.5.2	Material characterization.....	218
19.5.3	Material selection criteria	218
19.5.4	Selection process	218
19.5.5	Steel strength groups	219
19.5.6	Toughness class.....	219
19.5.7	Applicable steels	221
19.6	Design class approach.....	221
19.6.1	General	221
19.6.2	DC component classification.....	221
19.6.3	Materials	222
19.6.4	Applicable steels	224
19.7	Cement grout.....	224
19.7.1	Grout materials	224
19.7.2	Onshore grout trial	225
19.7.3	Offshore grout trial	225
19.7.4	Offshore quality control	226
20	Welding, weld inspection and fabrication.....	226
20.1	General	226
20.2	Welding	227
20.2.1	Selected generic welding and fabrication standards.....	227
20.2.2	Weld metal and HAZ properties.....	229
20.2.3	Tubular T-, Y- and K-joints	233
20.3	Inspection.....	233
20.4	Fabrication	234

20.4.1	General.....	234
20.4.2	Weld requirements.....	234
20.4.3	Forming.....	236
20.4.4	Fabrication tolerances	236
20.4.5	Grouted connections.....	237
21	Quality control, quality assurance and documentation	237
21.1	General.....	237
21.2	Quality management system.....	238
21.3	Quality control plan.....	239
21.3.1	General.....	239
21.3.2	Inspector qualifications.....	240
21.3.3	NDT personnel qualifications	240
21.3.4	Inspection of materials	240
21.3.5	Inspection of fabrication	240
21.3.6	Inspection of welding.....	240
21.4	Documented information.....	241
21.4.1	General.....	241
21.4.2	Calculations.....	242
21.4.3	Weight and centre of gravity reports.....	242
21.4.4	Fabrication inspection documentation.....	242
21.5	Drawings and specifications	242
22	Loadout, transportation and installation.....	243
22.1	General.....	243
22.1.1	Planning.....	243
22.1.2	Records and documentation	243
22.1.3	Actions and required resistance.....	243
22.1.4	Temporary bracing and rigging.....	244
22.2	Loadout and transportation.....	244
22.2.1	General.....	244
22.2.2	Loadout.....	244
22.2.3	Cargo and launch vessels.....	244
22.2.4	Towing vessels	245
22.2.5	Actions on the platform components.....	245
22.2.6	Buoyancy and flooding systems.....	246
22.3	Transfer of the structure from the transport vessel into the water.....	246
22.3.1	General.....	246
22.3.2	Lifting operations.....	246
22.3.3	Launching.....	247
22.4	Placement on the sea floor and assembly of the structure	247
22.4.1	General.....	247
22.4.2	Safety of navigation	247
22.4.3	Anchoring.....	247
22.4.4	Positioning of the structure.....	248
22.5	Pile installation.....	249
22.5.1	General.....	249
22.5.2	Stabbing guides.....	249
22.5.3	Lifting methods	249
22.5.4	Field welds.....	250
22.5.5	Driveability studies	250
22.5.6	Drilled and grouted piles.....	250
22.5.7	Grouting pile-to-sleeve connections and grouted repairs	250
22.5.8	Pile installation records	250

22.6	Installation of conductors.....	250
22.7	Topsides installation	250
22.7.1	General	250
22.7.2	Alignment and tolerances.....	250
22.7.3	Securing topsides.....	250
22.8	Grounding of installation welding equipment.....	251
22.8.1	General	251
22.8.2	Welding equipment.....	251
22.8.3	Monitoring remote ground efficiency	251
23	In-service inspection and structural integrity management.....	251
23.1	General	252
23.1.1	Applicability	252
23.1.2	Inspection motives.....	252
23.1.3	Inspection in structural integrity management.....	253
23.2	Data collection and update.....	253
23.3	Evaluation.....	254
23.3.1	General	254
23.3.2	Risk assessment	254
23.3.3	Structural considerations in evaluation.....	254
23.3.4	Corrosion control considerations in evaluation	255
23.3.5	Remedial measures.....	255
23.4	Inspection strategy.....	255
23.4.1	Basis.....	255
23.4.2	Requirements.....	255
23.4.3	Inspection types	256
23.4.4	Factors to consider in determining strategy	257
23.4.5	Inspection methods and applications	258
23.5	Inspection programme	258
23.6	Inspection requirements	258
23.6.1	Baseline inspection.....	258
23.6.2	Periodic inspections	259
23.6.3	Special inspections.....	260
23.6.4	Unscheduled inspections	260
23.7	Default periodic inspection requirements	261
23.7.1	General	261
23.7.2	Default scope for level I periodic inspection	262
23.7.3	Default scope for level II periodic inspection.....	262
23.7.4	Default scope for level III periodic inspection	262
23.7.5	Default scope for level IV periodic inspection	263
23.8	Personnel qualifications	263
23.8.1	Evaluation and inspection strategy.....	263
23.8.2	Data collection and update.....	263
23.8.3	Inspection programme	264
24	Assessment of existing structures	264
24.1	General	264
24.2	Assessment process	265
24.3	Data collection	268
24.3.1	Structure data and history	268
24.3.2	Exposure level.....	268
24.4	Structural assessment initiators	268
24.5	Acceptance criteria	270

24.5.1	Methods for determining acceptance criteria	270
24.5.2	Factors for consideration with acceptance criteria.....	270
24.6	Structure condition assessment	271
24.6.1	General.....	271
24.6.2	Topsides surveys.....	271
24.6.3	Underwater and splash zone surveys.....	271
24.6.4	Foundation data.....	271
24.7	Actions assessment.....	272
24.7.1	General.....	272
24.7.2	Metoccean parameters and actions.....	272
24.7.3	Deck elevation and additional metoccean actions.....	272
24.7.4	Seismic design considerations	272
24.7.5	Ice conditions and actions due to ice	272
24.8	Screening assessment.....	272
24.9	Resistance assessment.....	272
24.9.1	General.....	272
24.9.2	Design level analysis procedure	273
24.9.3	Ultimate strength analysis procedure	274
24.10	Prevention and mitigation.....	275
25	Structure reuse	276
25.1	General.....	276
25.2	Fatigue considerations for reused structures	276
25.3	Steel in reused structures	276
25.4	Inspection of structures to be reused	277
25.4.1	General.....	277
25.4.2	Initial condition assessment of structural members and connections	277
25.4.3	Extent of weld inspection	277
25.4.4	Corrosion protection systems	278
25.4.5	Inspection for removal of structures from prior location.....	278
25.5	Removal and reinstallation	278
25.6	In-service inspection and structural integrity management	279
Annex A	(informative) Additional information and guidance	280
A.1	Scope	280
A.2	Normative references	280
A.3	Terms and definitions	280
A.4	Symbols.....	280
A.5	Abbreviated terms.....	280
A.6	Overall considerations.....	280
A.6.1	Types of fixed steel offshore structure.....	280
A.6.2	Planning.....	280
A.6.3	Service and operational considerations.....	280
A.6.4	Safety considerations.....	282
A.6.5	Environmental considerations.....	282
A.6.6	Exposure levels	282
A.6.7	Assessment of existing structures.....	284
A.6.8	Structure reuse	284
A.7	General design requirements	284
A.7.1	General.....	284
A.7.2	Material properties	284
A.7.3	Incorporating limit states	284
A.7.4	Determining design situations.....	284
A.7.5	Structural modelling and analysis	285

A.7.6	Design for pre-service and removal situations.....	285
A.7.7	Design for the in-place situation	285
A.7.8	Determination of resistances.....	285
A.7.9	Strength and stability checks	291
A.7.10	Robustness.....	291
A.7.11	Reserve strength.....	292
A.7.12	Indirect actions.....	293
A.7.13	Structural reliability analysis.....	294
A.8	Actions for pre-service and removal situations	295
A.8.1	General	295
A.8.2	General requirements.....	295
A.8.3	Onshore lifting	296
A.8.4	Actions associated with fabrication.....	297
A.8.5	Loadout.....	297
A.8.6	Actions associated with transportation	298
A.8.7	Installation	298
A.8.8	Actions associated with removal	299
A.9	Actions for in-place situations	299
A.9.1	General	299
A.9.2	Permanent actions (G) and variable actions (Q)	300
A.9.3	Extreme metocean actions	301
A.9.4	Extreme quasi-static action due to wind, waves and current (E_e)	301
A.9.5	Extreme quasi-static action caused by waves only (E_{we}) or by waves and currents (E_{wce})	302
A.9.6	Actions caused by current	316
A.9.7	Actions caused by wind	316
A.9.8	Equivalent quasi-static action representing dynamic response caused by extreme wave conditions	316
A.9.9	Factored actions.....	321
A.9.10	Design situations.....	325
A.9.11	Local hydrodynamic actions.....	327
A.10	Accidental and abnormal situations.....	328
A.10.1	General	328
A.10.2	Vessel collisions	328
A.10.3	Dropped objects	330
A.10.4	Fires and explosions.....	330
A.10.5	Abnormal metocean actions.....	330
A.11	Seismic design considerations.....	330
A.11.1	General	330
A.11.2	Seismic design procedure.....	330
A.11.3	Seismic reserve capacity factor	330
A.11.4	Recommendations for ductile design.....	331
A.11.5	ELE requirements	331
A.11.6	ALE requirements.....	331
A.11.7	Topsides appurtenances and equipment.....	331
A.12	Structural modelling and analysis.....	332
A.12.1	Purpose of analysis	332
A.12.2	Analysis principles	332
A.12.3	Modelling.....	333
A.12.4	Analysis requirements.....	338
A.12.5	Types of analysis.....	341
A.12.6	Non-linear analysis	345

A.13	Strength of tubular members	347
A.13.1	General.....	347
A.13.2	Tubular members subjected to tension, compression, bending, shear, torsion or hydrostatic pressure.....	348
A.13.3	Tubular members subjected to combined forces without hydrostatic pressure	357
A.13.4	Tubular members subjected to combined forces with hydrostatic pressure	360
A.13.5	Effective lengths and moment reduction factors.....	367
A.13.6	Conical transitions.....	372
A.13.7	Dented tubular members.....	375
A.13.8	Corroded tubular members.....	379
A.13.9	Grouted tubular members.....	380
A.14	Strength of tubular joints	383
A.14.1	General.....	383
A.14.2	Design considerations	383
A.14.3	Simple tubular joints	389
A.14.4	Overlapping joints	396
A.14.5	Grouted joints.....	397
A.14.6	Ring stiffened joints	397
A.14.7	Other joint types.....	398
A.14.8	Damaged joints	398
A.14.9	Non-circular joints.....	399
A.14.10	Cast joints.....	399
A.15	Strength and fatigue resistance of other structural components.....	399
A.15.1	Grouted connections.....	399
A.15.2	Mechanical connections.....	403
A.15.3	Clamps for strengthening and repair.....	422
A.16	Fatigue.....	437
A.16.1	General.....	437
A.16.2	General requirements	441
A.16.3	Description of the long-term wave environment	441
A.16.4	Performing the global stress analyses.....	446
A.16.5	Characterization of the stress range data governing fatigue	449
A.16.6	The long-term local stress range history.....	450
A.16.7	Determining the long-term stress range distribution by spectral analysis.....	450
A.16.8	Determining the long-term stress range distribution by deterministic analysis.....	458
A.16.9	Determining the long-term stress range distribution by approximate methods.....	460
A.16.10	Geometric stress ranges	465
A.16.11	Fatigue resistance of the material.....	491
A.16.12	Fatigue assessment.....	493
A.16.13	Other causes of fatigue damage than wave action	496
A.16.14	Further design considerations	497
A.16.15	Fracture mechanics methods.....	498
A.16.16	Fatigue performance improvement of existing components.....	500
A.17	Foundation design	502
A.17.1	General.....	502
A.17.2	Design of pile foundations	502
A.17.3	Pile wall thickness	502
A.17.4	Length of pile sections	503
A.17.5	Shallow foundations.....	503
A.18	Corrosion control	503
A.19	Materials.....	504
A.19.1	General.....	504
A.19.2	Lowest anticipated service temperature.....	504

A.19.3 Chemical composition.....	504
A.19.4 Other considerations.....	504
A.19.5 Material category approach.....	505
A.19.6 Design class approach.....	508
A.19.7 Cement grout.....	509
A.20 Welding, weld inspection and fabrication.....	510
A.20.1 General	510
A.20.2 Welding	510
A.20.3 Inspection	516
A.20.4 Fabrication	516
A.21 Quality assurance, quality control and documentation	516
A.21.1 General	516
A.21.2 Quality management system	517
A.21.3 Quality control plan	517
A.21.4 Documentation	519
A.21.5 Drawings and specifications.....	520
A.22 Loadout, transportation and installation	523
A.22.1 General	523
A.22.2 Loadout and transportation	523
A.22.3 Transfer of the structure from the transport vessel into the water	523
A.22.4 Placement on the sea floor and assembly of the structure.....	523
A.22.5 Pile installation	523
A.22.6 Installation of conductors.....	523
A.22.7 Topsides installation	524
A.22.8 Grounding of installation welding equipment.....	524
A.23 In-service inspection and structural integrity management.....	524
A.23.1 General	524
A.23.2 Data collection and update.....	527
A.23.3 Evaluation.....	528
A.23.4 Inspection strategy.....	534
A.23.5 Inspection programme	540
A.23.6 Inspection requirements	540
A.23.7 Default periodic inspection requirements	543
A.23.8 Personnel qualifications	543
A.24 Assessment of existing structures.....	545
A.24.1 General	545
A.24.2 Assessment process	545
A.24.3 Data collection	545
A.24.4 Structure assessment initiators	545
A.24.5 Acceptance criteria	546
A.24.6 Structure condition assessment.....	547
A.24.7 Actions assessment.....	549
A.24.8 Screening assessment	553
A.24.9 Resistance assessment.....	553
A.24.10Prevention and mitigation	556
A.25 Structure reuse.....	556
A.25.1 General	556
A.25.2 Fatigue considerations for reused structures.....	556
A.25.3 Steel in reused structures.....	556
A.25.4 Inspection of structures to be reused.....	557
A.25.5 Removal and reinstallation.....	558
A.25.6 In-service inspection and structural integrity management.....	559

Annex B (informative) CTOD testing procedures	560
B.1 Testing procedure requirements	560
B.2 Test-assembly welding.....	561
B.3 Number and location of CTOD specimens	561
B.4 Specimen preparation	564
B.5 Pre-compression	564
B.6 Sectioning.....	564
Annex C (informative) Material category approach	565
C.1 Selection of material category (MC)	565
C.2 Strength group	565
C.3 Selection of toughness class	565
C.4 Specific steel selection.....	566
Annex D (informative) Design class approach.....	570
D.1 General.....	570
D.2 Steel selection.....	570
D.3 Specific requirements for LAST < -14°	572
D.3.1 General.....	572
D.3.2 CVN test temperature	572
D.3.3 CTOD test temperature	572
Annex E (informative) Welding and weld inspection requirements – Material category approach.....	573
E.1 General.....	573
E.2 Weld toughness.....	573
E.2.1 Weld metal toughness	573
E.2.2 HAZ toughness.....	574
E.3 Inspection	574
Annex F (informative) Welding and weld inspection requirements – Design class approach....	577
F.1 General.....	577
F.2 Toughness of weld and heat affected zone (HAZ)	577
F.2.1 Charpy impact test requirements	577
F.2.2 CTOD testing	578
F.3 Allocation to inspection category.....	578
F.4 Minimum extent of NDT.....	579
F.5 Example of selection of DC, SQL and inspection categories	580
Annex G (normative) Fabrication tolerances.....	584
G.1 General.....	584
G.2 Measurements.....	584
G.3 Launch rails	584
G.4 Global horizontal tolerances.....	584
G.5 Global vertical tolerances	585
G.6 Roundness of tubular members.....	586
G.7 Circumference of tubular members	587
G.8 Straightness and circumferential weld locations of tubular members	587
G.9 Joint mismatch for tubular members	589
G.10 Leg alignment and straightness tolerances	591
G.11 Tubular joint tolerances.....	591
G.12 Cruciform joints	594
G.13 Stiffener tolerances	595
G.13.1 Stiffener location	595
G.13.2 Stiffener cross-section	595

G.14	Conductor, pile guide, pile sleeve and appurtenance support tolerances.....	597
Annex H (informative)	Regional information.....	599
H.1	General	599
H.2	North West Europe	599
H.2.1	Description of region.....	599
H.2.2	Regulatory framework in North West Europe	599
H.2.3	Technical information for North West Europe	600
H.3	Canada	601
H.3.1	Description of region.....	601
H.3.2	Regulatory framework in Canada.....	601
H.3.3	Technical information for Canada.....	602
Bibliography		603

Foreword

ISO (the International Organization for Standardization) is a worldwide federation of national standards bodies (ISO member bodies). The work of preparing International Standards is normally carried out through ISO technical committees. Each member body interested in a subject for which a technical committee has been established has the right to be represented on that committee. International organizations, governmental and non-governmental, in liaison with ISO, also take part in the work. ISO collaborates closely with the International Electrotechnical Commission (IEC) on all matters of electrotechnical standardization.

The procedures used to develop this document and those intended for its further maintenance are described in the ISO/IEC Directives, Part 1. In particular the different approval criteria needed for the different types of ISO documents should be noted. This document was drafted in accordance with the editorial rules of the ISO/IEC Directives, Part 2 (see www.iso.org/directives).

Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this document may be the subject of patent rights. ISO shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights. Details of any patent rights identified during the development of the document will be in the Introduction and/or on the ISO list of patent declarations received (see www.iso.org/patents).

Any trade name used in this document is information given for the convenience of users and does not constitute an endorsement.

For an explanation on the voluntary nature of standards, the meaning of ISO specific terms and expressions related to conformity assessment, as well as information about ISO's adherence to the World Trade Organization (WTO) principles in the Technical Barriers to Trade (TBT) see the following URL: www.iso.org/iso/foreword.html.

This document was prepared by Technical Committee ISO/TC 67, *Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries*, Subcommittee SC 7, *Offshore structures*.

This second edition cancels and replaces the first edition (ISO 19902:2007), which has been technically revised.

The main changes compared to the previous edition are as follows:

- use of metocean versus environmental has been rationalised. Metocean now refers to wind, wave and current actions only while environmental encompasses metocean, ice and seismic;
- high strength steel – applicable specified minimum yield strength increased to 800 MPa but only with respect to non-material requirements;
- hazards and designing for hazards moved from 10.1.1 and 10.1.2, respectively, to 6.2.2 and 6.2.3, respectively;
- deck elevation (6.3.3.2) expanded to include air gap plus need to consider crest levels 15 % higher than calculated values;
- exposure levels (6.6) are addressed in ISO 19900 so text modified accordingly;

- damage tolerance now more appropriately addressed in 7.10.2 rather than 10.1.6.1;
- reserve strength ratio (7.11.1) – detailed procedure introduced because of general lack of adequate appropriate documentation;
- structural reliability analysis (7.3) – text reordered and supplemented by text from completely rewritten A.9.9.3.3;
- onshore lifting (8.3) – because offshore lifting is now addressed in ISO 19901-6, the text and tabulated information on DAFs have been modified accordingly
- multi-crane lifts (8.3.4) – for consistency with ISO 19901-6, now considered in place of dual lifts;
- gravity load partial action factors for extreme conditions reduced from 1.1 to 1.0 (Table 9.10-1 and Table 8.2-1);
- clarified that for abnormal design situations, verification is required even if wave-in-deck events do not occur to ensure that the appropriate robustness requirement is realised;
- ELE structural and foundation modelling – new first paragraph added in response to questions to Seismic Panel (responsible for ISO 19901-2) regarding the appropriate weight of personnel to consider during an event;
- tubular member diameter to thickness ratio non-dimensionalised (13.1);
- shear and torsion now included in all tubular member strength formulae including those addressing hydrostatic pressure;
- tubular member strength formulae for combined axial and bending loading now of cosine interaction form instead of previously adopted linear interaction;
- formulae (13.6-2) and (13.6-3) relating to conical transitions corrected
- tubular joint strength formulae nearly all changed through adoption of the API RP 2A-WSD 21st Edition Supplement 2 (October 2005) tubular joint formulae supplemented by some limited non-linear FEA;
- grouted connections - pile outer diameter limited (15.1.5.2);
- use of HSS in fatigue applications – warning re possible hydrogen embrittlement when yield strength exceeds 700 MPa (16.11.2);
- fatigue damage design factors – effect of considering life cycle (16.12.2);
- Clause 17 – detailed pile design requirements moved to ISO 19901-4 so no longer addressed;
- Clause 19 – expanded to include more detailed requirements for Design class approach;
- Clause 20 – expanded to include more detailed requirements for Design class approach;
- Clause 21 – some requirements for Design class approach added to Tables 21.2-1 and 21.4-1 (previously 21.7-1);
- particular standards identified for NDT personnel qualification (21.3.3);

- Clause 21 – existing 21.4 to 21.6 moved to ISO 19901-6;
- Clause 22 – reference to ISO 19901-6 added where appropriate. Requirements for flotation (22.3.2.4) and crane barges (23.3.2.5) combined (22.3.3.4)
- Annex A modified to accommodate above changes to normative text as appropriate;
- Table C.1 - extra strength groups for chord cans and padeyes
- Table C.4 enlarged considerably;
- Annex D completely rewritten;
- E.3 – 100 % CVI now required for all welding;
- Annex F – substantially rewritten and expanded. Now important to consider whether LAST is $\geq -14^{\circ}\text{C}$ or $< -14^{\circ}\text{C}$;
- new Table F.5 and Figure F.1 similar to existing requirements in Table D.3 and Figure D.1, now deleted from Annex D;
- new Table F.6 addressing subsea structures whereas Table F.5 only concerns jacket structures;
- minimum RSR requirement added for North West Europe (H.2.3.1)
- H.3.3.2 Canadian welding references revised;
- US Customary units have been deleted;
- a number of figures have been corrected.

Introduction

The series of documents applicable to types of offshore structure, ISO 19900 to ISO 19906, constitutes a common basis covering those aspects that address design requirements and assessments of all offshore structures used by the petroleum and natural gas industries worldwide. Through their application, the intention is to achieve reliability levels appropriate for manned and unmanned offshore structures, whatever the type of structure and the nature or combination of the materials used.

It is important to recognize that structural integrity is an overall concept comprising models for describing actions, structural analyses, design rules, safety elements, workmanship, quality control procedures and national requirements, all of which are mutually dependent. The modification of one aspect of design in isolation can disturb the balance of reliability inherent in the overall concept or structural system. The implications involved in modifications, therefore, need to be considered in relation to the overall reliability of all offshore structural systems.

The series of documents applicable to the various types of offshore structure is intended to provide wide latitude in the choice of structural configurations, materials and techniques without hindering innovation. Sound engineering judgment is therefore necessary in the use of these documents.

Annex A provides background to and guidance on the use of this document and needs to be read in conjunction with the main body of this document. The clause numbering in Annex A is the same as in the normative text to facilitate cross-referencing.

Materials, welding and weld inspection requirements can be based either on a “material category” or on a “design class” approach, as discussed in Clauses 19 and 20. If the material category approach is used, the corresponding provisions of Annexes C and E are normative; if the design class approach is used, the corresponding provisions of Annexes D and F are normative.

Annex G gives requirements on fabrication tolerances.

Regional information on the application of the document to certain specific offshore areas is provided in informative Annex H.

To meet certain needs of industry for linking software to specific elements in this International Standard, a special numbering system has been permitted for figures, tables, equations and bibliographic references.

- Entwurf -

Petroleum and natural gas industries — Fixed steel offshore structures

1 Scope

This document specifies requirements and provides recommendations applicable to the following types of fixed steel offshore structures for the petroleum and natural gas industries:

- caissons, free-standing and braced;
- jackets;
- monotowers;
- towers.

In addition, it is applicable to compliant bottom founded structures, steel gravity structures, jack-ups, other bottom founded structures and other structures related to offshore structures (such as underwater oil storage tanks, bridges and connecting structures), to the extent to which its requirements are relevant.

This document contains requirements for planning and engineering of the following tasks:

- a) design, fabrication, transportation and installation of new structures as well as their future removal;
- b) in-service inspection and integrity management of both new and existing structures;
- c) assessment of existing structures;
- d) evaluation of structures for reuse at different locations.

NOTE 1 Specific requirements for the design of fixed steel offshore structures in arctic environments are presented in ISO 19906 [9].

NOTE 2 Requirements for topsides structures are presented in ISO 19901-3, for marine operations in ISO 19901-6, and for the site-specific assessment of jack-ups in ISO 19905-1.

2 Normative references

The following documents are referred to in the text in such a way that some or all their content constitutes requirements 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 9712, *Non-destructive testing — Qualification and certification of personnel*

ISO 10414-1, *Petroleum and natural gas industries — Field testing of drilling fluids — Part 1: Water-based fluids*

ISO 12135, *Metallic materials — Unified method of test for the determination of quasistatic fracture toughness*

ISO 19900, *Petroleum and natural gas industries — General requirements for offshore structures*

ISO 19901-1, *Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 1: Metocean design and operating considerations*

ISO 19901-2, *Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 2: Seismic design procedures and criteria*

ISO 19901-3, *Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 3: Topsides structure*

ISO 19901-4, *Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 4: Geotechnical and foundation design considerations*

ISO 19901-6, *Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 6: Marine operations*

ISO 19901-8, *Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 8: Marine soil investigations*

ISO 19905-1, *Petroleum and natural gas industries — Site-specific assessment of mobile offshore units — Part 1: Jack-ups*

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

3 Terms and definitions

For the purposes of this document, the terms and definitions given in ISO 19900, ISO 19901-1, ISO 19901-2, ISO 19901-4, and the following apply.

ISO and IEC maintain terminological databases for use in standardization at the following addresses:

— ISO Online browsing platform: available at <http://www.iso.org/obp>

— IEC Electropedia: available at <http://www.electropedia.org/>

3.1
abnormal value
value of an environmental parameter used in abnormal limit state (ALS) checks in which a structure is not expected to suffer complete loss of integrity

Note 1 to entry: Abnormal design situations are used to provide robustness against events with a probability of exceedance of typically between 10^{-3} and 10^{-4} per annum by avoiding, for example, gross overloading.

Note 2 to entry: In the limit state checks, some or all of the partial factors are set to 1,0.

Note 3 to entry: Adapted from ISO 19901-1:2015, 3.1.

3.2
accidental event
design situation involving unexpected and exceptional actions on the structure

EXAMPLE Impact, fire, explosion, local failure, loss of intended differential pressure (e.g. buoyancy).

3.3

action

external load applied to the structure (direct action) or an imposed deformation or acceleration (indirect action)

EXAMPLE An imposed deformation can be caused by fabrication tolerances, differential settlement, temperature change or moisture variation.

Note 1 to entry: An earthquake typically generates imposed accelerations.

[SOURCE: ISO 19900:2013, 3.3]

3.4

action effect

effect of actions on a structure or on structural components

EXAMPLE Internal force, moment, stress or strain.

[SOURCE: ISO 19900:2013, 3.4, modified]

3.5

air gap

clearance between the highest water surface or ice surface that occurs during abnormal metocean or ice conditions and the lowest exposed part not designed to withstand wave or ice impingement

[SOURCE: ISO 19900:2013, 3.5, modified]

3.6

analysis type

method including governing equations for deriving action effects

EXAMPLE Static analysis, transient dynamic analysis, non-linear analysis (see Clause 12).

3.7

basic variable

one of a specified set of parameters representing physical quantities which characterize actions, environmental influences, geometrical quantities, or material properties including soil properties

[SOURCE: ISO 19900:2013, 3.7, modified]

3.8

braced caisson

monotower where the lower part of the centre column is supported laterally by one or more inclined braces between the column and one or more foundation piles

3.9

bucket foundation

foundation consisting of a cylindrical shell open on one end and installed by suction

3.10

characteristic value

value assigned to a basic variable, an action or a strength model associated with a prescribed probability of not being violated by unfavourable values

Note 1 to entry: In some design situations, a variable can have two characteristic values, an upper and a lower value.

Note 2 to entry: In the case of actions and related properties, the characteristic value normally relates to a reference period.

[SOURCE: ISO 19900:2013, 3.10, modified]

3.11

compliant bottom founded structure

structure which is supported at its base by foundation piles or by another non-superficial foundation system and which is sufficiently flexible that applied lateral dynamic actions are substantially balanced by inertial reactions

Note 1 to entry: Although this document is applicable to fixed steel offshore structures and is not intended to form a complete document for compliant bottom founded structures, some of its requirements and guidance can be applied to compliant bottom founded structures. Parts of its requirements can also apply to other bottom founded structures (e.g. some forms of minimal structure), as considered appropriate and as agreed upon by parties concerned on a case by case basis.

3.12

consequence category

classification system for identifying the environmental, economic and indirect personnel safety consequences of failure of a platform used to determine exposure level

Note 1 to entry: See 3.19 for definition of exposure level.

[SOURCE: ISO 19900:2013, 3.13, modified – 'used to determine exposure level' and note 1 to entry have been added.]

3.13

critical component

structural component, failure of which would cause failure of the whole structure, or a significant part of it

Note 1 to entry: A critical component is part of the primary structure.

3.14

deformation capacity

ability of a structure or structural component to deform without significant loss of resistance, or the extent to which it can do so

3.15

design service life

assumed period for which a structure is to be used for its intended purpose with anticipated maintenance, but without substantial repair being necessary

[SOURCE: ISO 19900:2013]

3.16

design situation

set of actions and combination of actions representing real conditions during a certain time interval, for which the design demonstrates that relevant limit states are not exceeded

[SOURCE: ISO 19900:2013, 3.17, modified]

3.17

design value

value of an action or strength variable derived from its representative value for use in the design verification procedure

Note 1 to entry: For action variables, the design value is found by multiplying the representative value by a partial action factor while for strength variables, the design value is found by dividing the representative value by a partial resistance factor (see 3.44).

Note 2 to entry: For yield strength, the design value is equal to the representative yield strength (see 3.45).

[SOURCE: ISO 19900:2013, 3.18, modified]

3.18

ductility

ability of material, structural component or structural system to deform and dissipate energy without fracturing or tearing

3.19

dynamic amplification factor

DAF

ratio of a dynamic action effect to the corresponding static action effect

Note 1 to entry: An appropriately selected dynamic amplification factor can be applied to static actions to simulate the effects of dynamic actions.

3.20

environmental action

effect of wind, wave, current, ice and seismic on a structure

Note 1 to entry: In general terms, environmental actions include those due to seismic actions but, for historical reasons, in several places in this document, seismic actions are treated separately from other environmental effects.

3.21

exposure level

classification system used to define the requirements for a structure based on consideration of life-safety and of environmental and economic consequences of failure

Note 1 to entry: See 6.6.

[SOURCE: ISO 19900:2013, 3.20 modified]

3.22

extreme value

value of a parameter used in ultimate limit state verification in which a structure's global behaviour is intended to stay in the elastic range

Note 1 to entry: Extreme values and events have probabilities of exceedance of the order of 10^{-2} per annum.

[SOURCE: ISO 19901-3:2014, 3.13, modified]

3.23

fit-for-purpose (adj)

fitness-for-purpose (n)

meeting the intent of a document although not meeting specific provisions of that document, such that not meeting the specific provisions does not cause unacceptable risk to life-safety or the environment

[SOURCE: ISO 19900:2013, 3.21]

3.24

fixed structure

structure that is bottom founded and transfers all or most actions on it to the seabed either by piles or by gravity

Note 1 to entry: Typical bottom founded fixed steel piled structures include jackets (6.1.2) and towers (6.1.3). Non-piled structures include steel gravity structures (see 3.51).

[SOURCE: ISO 19900:2013, 3.22, modified]

3.25

free-standing caisson

monotower consisting of a single vertical column that continues into the seabed as the foundation pile

3.26

hazard

situation or event with the potential for human injury, damage to the environment, damage to property, or a combination of these

Note 1 to entry: See 6.2.2.

[SOURCE: ISO 19900:2013, 3.24, modified]

3.27

high strength steel

HSS

steel with SMYS greater than 460 MPa and up to 800 MPa

Note 1 to entry: There is no consistent definition of HSS. The lower limit given here coincides with that adopted for HSS in Eurocode 3.

3.28

life-safety category

classification system for identifying the applicable level of life-safety for a platform used to determine exposure level

Note 1 to entry: See 3.19 for definition of exposure level.

[SOURCE: ISO 19900:2013, 3.26, modified]