

DIN EN ISO 3421



ICS 75.180.10

**Erdöl- und Erdgasindustrie –
Bohr- und Förderausrüstung –
Offshore-Standrohorauslegung, Setztiefe und Einbau (ISO 3421:2022);
Englische Fassung EN ISO 3421:2022**

Petroleum and natural gas industries –
Drilling and production equipment –
Offshore conductor design, setting depth and installation (ISO 3421:2022);
English version EN ISO 3421:2022

Industries du pétrole et du gaz naturel –
Équipements de forage et de production –
Conception des tubes conducteurs en mer, profondeur de mise en place et installation
(ISO 3421:2022);
Version anglaise EN ISO 3421:2022

Gesamtumfang 52 Seiten

DIN-Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG)

Nationales Vorwort

Dieses Dokument (EN ISO 3421:2022) wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 67 „Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries“ in Zusammenarbeit mit dem Technischen Komitee CEN/TC 12 „Materialien, Ausrüstungen und Offshore-Bauwerke für die Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie“ erarbeitet, dessen Sekretariat von NEN (Niederlande) gehalten wird.

Für Deutschland hat hieran der Arbeitskreis NA 109-00-01-04 AK „Bohr- und Fördereinrichtungen — Spiegelausschuss zu ISO/TC 67/SC 4“ im DIN-Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG) mitgearbeitet.

Dieses Dokument enthält unter Berücksichtigung des DIN-Präsidialbeschlusses 1/2004 nur die englische Originalfassung von EN ISO 3421:2022.

Für die in diesem Dokument zitierten Dokumente wird im Folgenden auf die entsprechenden deutschen Dokumente hingewiesen:

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 19901-4	siehe	DIN EN ISO 19901-4
ISO 19901-5	siehe	DIN EN ISO 19901-5
ISO 19901-8	siehe	DIN EN ISO 19901-8
ISO 19902	siehe	DIN EN ISO 19902
ISO 19903	siehe	DIN EN ISO 19903
ISO 19905-1	siehe	DIN EN ISO 19905-1
ISO 19906	siehe	DIN EN ISO 19906

Aktuelle Informationen zu diesem Dokument können über die Internetseiten von DIN (www.din.de) durch eine Suche nach der Dokumentennummer aufgerufen werden.

Nationaler Anhang NA (informativ)

Begriffe, Abkürzungen und Symbole

Die Benummerung der folgenden Begriffe ist identisch mit der Benummerung in der englischen Fassung.

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

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

- ISO Online Browsing Platform: verfügbar unter <https://www.iso.org/obp>
- IEC Electropedia: verfügbar unter <http://www.electropedia.org/>

3.1

axiale Tragfähigkeit

Fähigkeit eines Standrohres, vertikalen Einwirkungen ohne Bodenversagen zu widerstehen

Anmerkung 1 zum Begriff: Die axiale Tragfähigkeit eines Standrohres kann sich aufgrund von Bodenstörungen und Wiederverfestigungen im Laufe der Zeit ändern.

3.2

Standrohr

Rohr, das in den *Meeresboden* (3.11) eingelassen wird, um als anfängliche stabile Tragwerksgründung für die Befestigung der *Ankerrohrfahrt* (3.13) zu dienen und den inneren Bohrstrang vor Metocean-Einwirkungen zu schützen

3.3

Standrohrschuh

kurze Standrohrverbindung, deren oberes Ende mit dem gesamten Standrohr verbunden ist, während ihr unteres Ende im Inneren abgefast ist, um das Einführen zu erleichtern

3.4

Entwurfssituation

Bemessungssituation

Satz von Einwirkungen und Kombination von Einwirkungen, die reale Bedingungen während eines bestimmten Zeitraums darstellen, für die der Entwurf vorgibt, die maßgebenden Grenzzustände nicht zu überschreiten

3.5

Bohren und Zementieren

Verfahren für den Einbau eines *Standrohres* (3.2), bei dem ein Standrohr in ein zuvor gebohrtes Bohrloch eingelassen und Zementschlämme in den Ringraum eingebracht wird

3.6

Rammen

Verfahren für den Einbau eines *Standrohres* (3.2), bei dem ein Schiff oder eine Bohranlage zum Einschlagen des Standrohres zum Einsatz kommt

3.7

effektive Masse

Masse in Meerwasser oder Bohrflüssigkeit

3.8

Spülbohren

Jetting

Verfahren für den Einbau eines *Standrohres* (3.2), bei dem die Bohrlochsohle und das Standrohr zusammengebracht werden, das Bohrloch durch Wasserkraft gespült wird und das Standrohr dabei gleichzeitig in das Bohrloch abgesenkt wird

3.9

Metoccean-Einwirkung

meteorologisch-ozeanische Einwirkung

Wirkung von Wind, Wellen und Strömung auf ein *Standrohr* (3.2)

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Bestimmung dieser Einwirkungen kann den Einfluss von Gezeiten, Wellengang, wirbelbedingten Schwingungen und ähnlichen Prozessen einschließen.

3.10

Meeresgrund

Grenzfläche zwischen Meer und *Meeresboden* (3.11) in Bezug auf die Oberfläche des gesamten unverfestigten Materials

[QUELLE: ISO 19901-1:2015, 3.30]

3.11

Meeresboden

Materialien unter Wasser, in denen die Anlage gründet; dies können Böden wie Sand, Schluff oder Ton sowie auch zementierte Materialien oder Gestein sein

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Meeresboden kann als der Halbraum unter dem *Meeresgrund* (3.10) betrachtet werden.

[QUELLE: ISO 29400:2020, 3.128]

3.12

Setztiefe

Abstand zwischen dem Tiefen-Bezugspunkt, üblicherweise dem *Meeresgrund* (3.10) oder Meeresspiegel, und dem *Standrohrschuh* (3.3)

Anmerkung 1 zum Begriff: Eine Mindest-Setztiefe ist erforderlich, um während der Bohrung und der Zementation der Ankerrohrfahrt eine ausreichende axiale Tragfähigkeit und Formationsintegrität am Standrohrschuh sicherzustellen.

3.13

Ankerrohrfahrt

Rohrfahrt, die innerhalb des *Standrohres* (3.2) eingebaut wird, um den Druck in Verbindung mit dem Bohrlochkopf und der Bohrlochsicherung zu dämpfen und schwache Formationen zu schützen

3.14

Kohäsion des undrännierten Bodens

maximale Scherspannung beim Fließen des Werkstoffs oder bei einer festgelegten maximalen Dehnung unter undrännierten Bedingungen

4 Symbole und Abkürzungen

4.1 Symbole

4.1.1 Symbole für die Standrohrauslegung

A	außergewöhnliche Einwirkungen
A_{cs}	Querschnittsfläche
C_m	Moment-Reduktionsfaktor
D	Formänderungswirkungen
D_{od}	Außendurchmesser
D_R	Schadenssumme oder Schadensquote während einer bestimmten Zeitspanne nach Palmgren und Miner
E	Elastizitätsmodul
E_e	extreme quasi-statische Metocean-Einwirkungen durch Wind, Wellen und Strömung
E_o	Metocean-Einwirkungen durch vom Eigentümer festgelegte Betriebsparameter für Wind, Wellen und Strömung
F_d	Bemessungswert der Einwirkung
f_b	repräsentative Biegefestigkeit
f_c	repräsentative axiale Druckfestigkeit
f_e	Knickfestigkeit nach Euler
f_v	repräsentative Scherfestigkeit
f_y	repräsentative Streckgrenze
G	ständige Einwirkungen
I	Trägheitsmoment des Querschnitts des Standrohres
K	Beiwert für die effektive Länge
K_{LE}	ortsbezogener Erfahrungsfaktor
L	unverspannte Länge
L_f	berechnete Ermüdungslebensdauer
M_E	maximales Biegemoment im Querschnitt infolge der Umwelteinwirkungen und Formänderungswirkungen
M_I	maximales Biegemoment im Querschnitt infolge der Exzentrizitäten nicht zusammengeführter Innenstreben
N_i	Anzahl der Schwingspiele bis zum Versagen bei der Spannungsschwingbreite bei konstanter Amplitude
n_i	Anzahl der Schwingspiele bei der Spannungsschwingbreite
Q	veränderliche Einwirkungen
r	Trägheitsradius des Standrohres
T	Zeitspanne, über die die Schadenssumme nach Palmgren und Miner bestimmt wird

t	Wanddicke
U_m	Auslastung des Standrohres
V	Scherkraft aufgrund von mit Beiwerten versehenen Einwirkungen
Z_e	elastisches Widerstandsmoment
Z_p	plastisches Widerstandsmoment
$\gamma_{f,E}$	Teilsicherheitsbeiwert für extreme Metocean-Einwirkung
$\gamma_{f,E_0}, \gamma_{f,E_e}$	Teilsicherheitsfaktoren, angewendet auf die gesamten quasi-statischen meteorologisch-ozeanischen Einwirkungen zuzüglich der äquivalenten quasi-statischen Einwirkungen, die die dynamische Reaktion für Betriebs- bzw. extreme Metocean-Bedingungen darstellen und für die unterschiedliche Werte für verschiedene Bemessungssituationen gelten können
γ_{FD}	Auslegungsbeiwert für Ermüdungsschäden
$\gamma_G, \gamma_Q, \gamma_D, \gamma_A$	Teilsicherheitsbeiwerte für die verschiedenen ständigen, veränderlichen Verformungen und außergewöhnlichen Einwirkungen
$\gamma_{R,b}$	Teilsicherheitsbeiwert für den Widerstand bezüglich der Biegefestigkeit
$\gamma_{R,c}$	Teilsicherheitsbeiwert für den Widerstand bezüglich der axialen Druckfestigkeit
$\gamma_{R,v}$	Teilsicherheitsbeiwert für den Widerstand bezüglich der Scherfestigkeit
λ	Parameter für die Stützenschlankheit
σ_b	Biegespannung aufgrund von Kräften aus mit Beiwerten versehenen Einwirkungen
σ_{ce}	axiale Druckfestigkeit infolge der Kräfte von mit Beiwerten versehenen äußeren axialen Einwirkungen des Bohrlochkopfes, des BOP, des Eruptionskreuzes, der Notfallausrüstung und der Ausrüstung zum Aufwältigen
σ_{ci}	axiale Druckfestigkeit infolge der Kräfte von mit Beiwerten versehenen inneren Einwirkungen der inneren Verrohrungen und des Steigrohres
τ_b	maximale Scherspannung infolge der Kräfte von mit Beiwerten versehenen Einwirkungen

4.1.2 Symbole für die Setztiefe

A_s	Seitenflächenbereich
D_{od}	Außendurchmesser
ρ_{fluid}	Fluiddicke
F_{s1}, F_{s2}	Teilsicherheitsbeiwerte
F_{xBOP}	während der Einbauphase der BOP auf das Standrohr aufgebraachte Axialkraft
F_{xcap}	in der extremen Entwurfssituation auf das Standrohr aufgebraachte Axialkraft
F_{xial}	Axialkraft im Standrohr
F_{xsc}	während der Einbauphase der nachfolgenden Verrohrung auf das Standrohr aufgebraachte Axialkraft
F_{xsur}	während der Einbauphase der Ankerrohrfahrt auf das Standrohr aufgebraachte Axialkraft

F_{xXt}	während der Einbauphase des Eruptionskreuzes und des Steigrohres auf das Standrohr aufgebrauchte Axialkraft
$f(z)$	Mantelreibung
g	Fallbeschleunigung
H	Setztiefe des durch Spülbohren in den Meeresboden eingebrachten Standrohres
h_{min}	Mindest-Setztiefe des Standrohres
K_{con}	axiale Steifigkeit des Standrohres
K_0	Koeffizient des seitlichen Erddrucks
K_{cs}	axiale Steifigkeit des gekoppelten Fundaments, bestehend aus der Ankerrohrfahrt und dem Standrohr
K_{sys}	axiale Steifigkeit des mit dem Bohrloch gekoppelten Systems, bestehend aus allen Verrohrungen und dem Standrohr
L_a	Länge des Standrohres über dem Meeresgrund
N_{load}	Axialkraft im Standrohr
P_f	Bodenaufbruchdruck
P_{fluid}	Drücke bei Flüssigkeitszirkulation
P_l	Ringdruckverlust der Flüssigkeit
Q_0	axiale Tragfähigkeit des Standrohres unmittelbar nach dem Spülbohren
Q_f	Reibwiderstand des Standrohrmantels
Q_r	axiale Tragfähigkeit des Standrohres
Q_{setup}	axiale Tragfähigkeit beim Einbau des durch Spülbohren eingebrachten Standrohres
Q_t	axiale Tragfähigkeit des durch Spülbohren eingebrachten Standrohres
R	Konstruktionssicherheitsbeiwert der Tragfähigkeit des Standrohres
S	WOB-Auslastung
s_u	Kohäsion des undränierten Bodens
$s_{u,\text{ave}}$	mittlere Kohäsion des undränierten Bodens innerhalb des Bereichs der Setztiefe
t	Zeit nach Abschluss des Spülbohrens
u	Porenwasserdruck
W_{BHA}	effektive Masse der Spülbohr-BHA
W_{BOP}	effektive Masse der BOP
W_{cap}	effektive Masse der Einkapselungseinrichtung
W_{con}	effektive Masse des Standrohres
W_{cs}	Masse des Zementierstrangs in Luft
W_{fc}	Masse des Fluids innerhalb des Zementierstrangs
W_{fdc}	Masse des durch die Verrohrungsgarnitur verdrängten Fluids

W_{fs}	Masse des Fluids innerhalb der Ankerrohrfahrt
W_{land}	effektive Masse der Ankerrohrfahrt während der Zementation
W_{RT}	effektive Masse des Einbauwerkzeugs (Setzgeräts) zum Vorbohren
W_{sc}	Masse der Ankerrohrfahrt in Luft
W_{squ}	effektive Masse nachfolgender Verrohrungen nach der Zementation
W_{sur}	maximale Einwirkung auf das Standrohr vom Zeitpunkt des Einbringens der Ankerrohrfahrt bis zum Abbinden des Zements
W_{tub}	effektive Masse des Förderrohres
W_{WH}	effektive Masse des Bohrlochkopfgehäuses
$W_{WOB.last}$	zuletzt aufgezeichneter WOB während des Spülbohrens
W_{XT}	effektive Masse des Eruptionskreuzes
α_1	Verteilungskoeffizient für die effektive Masse der BOP
α_2	Verteilungskoeffizient für die effektive Masse der nachfolgenden Verrohrung
$\Delta\alpha_t$	Bodeneinstellfaktor
σ_3	kleinste Hauptspannung in der berechneten Tiefe
σ'_h	effektive horizontale Spannung
σ'_v	effektive vertikale Spannung bzw. Überlagerungsdruck
α, β	empirische Koeffizienten für den Bodenaufbruchdruck

4.2 Abkürzungen

APB	Anstieg des Ringraumdrucks	(en: annular pressure build-up)
BHA	Bestückung der Bohrlochsohle	(en: bottom hole assembly)
BOP	Bohrlochsicherung	(en: blow-out preventer)
HFT	hydraulische Aufreißprüfung	(en: hydraulic fracture test)
LWD	Messung beim Bohren	(en: logging while drilling)
OEM	Originalgerätehersteller	(en: original equipment manufacturer)
ROV	ferngesteuertes Fahrzeug	(en: remote operated vehicle)
SCF	Formzahl	(en: stress concentration factors)
VIV	wirbelbedingte Schwingungen	(en: vortex induced vibrations)
WOB	Bohrmeißelandruck	(en: weight on bit)

Nationaler Anhang NB (informativ)

Literaturhinweise

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

DIN EN ISO 19901-5, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Besondere Anforderungen an Offshore-Bauwerke — Teil 5: Gewichtskontrolle*

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

DIN EN ISO 19902, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Gegründete Stahlplattformen*

DIN EN ISO 19903, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Offshore-Betonkonstruktionen*

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

DIN EN ISO 19906, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Offshore-Bauwerke für den Arktis-Bereich*

— Leerseite —

English Version

**Petroleum and natural gas industries - Drilling and
production equipment - Offshore conductor design, setting
depth and installation (ISO 3421:2022)**

Industries du pétrole et du gaz naturel - Équipements
de forage et de production - Conception des tubes
conducteurs en mer, profondeur de mise en place et
installation (ISO 3421:2022)

Erdöl- und Erdgasindustrie - Bohr- und
Förderausrüstung - Offshore-Standrohorauslegung,
Setztiefe und Einbau (ISO 3421:2022)

This European Standard was approved by CEN on 27 May 2022.

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

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

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



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

CEN-CENELEC Management Centre: Rue de la Science 23, B-1040 Brussels

European foreword

This document (EN ISO 3421:2022) has been prepared by Technical Committee ISO/TC 67 "Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries" in collaboration with Technical Committee CEN/TC 12 "Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries" the secretariat of which is held by NEN.

This European Standard shall be given the status of a national standard, either by publication of an identical text or by endorsement, at the latest by December 2022, and conflicting national standards shall be withdrawn at the latest by December 2022.

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

Any feedback and questions on this document should be directed to the users' national standards body/national committee. A complete listing of these bodies can be found on the CEN website.

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

Endorsement notice

The text of ISO 3421:2022 has been approved by CEN as EN ISO 3421:2022 without any modification.

Contents

Page

Foreword	v
Introduction	vi
1 Scope	1
2 Normative references	1
3 Terms and definitions	2
4 Symbols and abbreviated terms	3
4.1 Symbols	3
4.1.1 Symbols for conductor design	3
4.1.2 Symbols for setting depth	5
4.2 Abbreviated terms	7
5 General requirements	7
5.1 General	7
5.2 Limit states for conductor design	7
5.3 Setting depth requirements	8
5.4 Installation requirements	8
5.5 Design situations	8
6 Design parameters	8
6.1 General	8
6.2 Metocean parameters	8
6.3 Ice parameters	9
6.4 Seismic parameters	9
6.5 Soil parameters	9
6.6 Engineering design parameters	9
6.6.1 Platform parameters	9
6.6.2 Well operations parameters	10
7 Conductor design	11
7.1 General	11
7.2 Actions	11
7.2.1 General	11
7.2.2 Permanent actions (<i>G</i>)	11
7.2.3 Variable actions (<i>Q</i>)	12
7.2.4 Deformation actions (<i>D</i>)	12
7.2.5 Accidental actions (<i>A</i>)	12
7.2.6 Environmental actions	12
7.3 Partial factors for actions	13
7.4 Boundary restraints	14
7.4.1 General	14
7.4.2 Platform conductors	14
7.4.3 Jack-up supported conductors	15
7.4.4 Free-standing conductors	15
7.4.5 Subsea wellhead conductors	15
7.5 Strength and stability checks	15
7.5.1 General	15
7.5.2 Design method	15
7.5.3 Axial compression	15
7.5.4 Bending	17
7.5.5 Shear	18
7.5.6 Combined stress	18
7.6 Fatigue	19
8 Setting depth	20
8.1 General	20

8.2	Setting depth for fluid circulation channel	20
8.3	Setting depth for wellbore structural foundation	21
8.3.1	General	21
8.3.2	Installation by driving, drilling and cementing	21
8.3.3	Installation by jetting	24
9	Installation	26
9.1	General	26
9.2	Driving	26
9.2.1	Applicability	26
9.2.2	Driveability analysis	26
9.2.3	Installation procedures	26
9.2.4	Pile group conductor driving sequence	27
9.2.5	Data documentation	27
9.2.6	Quality	27
9.3	Drilling and cementing	28
9.3.1	Applicability	28
9.3.2	Size match of bit and conductor	28
9.3.3	Wait on cement	28
9.3.4	Quality	28
9.4	Jetting	28
9.4.1	Applicability	28
9.4.2	Size match of bit and conductor	28
9.4.3	Jetting bottom hole assembly	29
9.4.4	Jetting procedure	29
9.4.5	Jetting operating parameters	29
9.4.6	Data recording	29
9.4.7	Quality	30
	Annex A (informative) Additional information and guidelines	31
	Bibliography	35

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 of 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 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 4, *Drilling and production equipment*, in collaboration with the European Committee for Standardization (CEN) Technical Committee CEN/TC 12, *Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries*, in accordance with the Agreement on technical cooperation between ISO and CEN (Vienna Agreement).

Any feedback or questions on this document should be directed to the user's national standards body. A complete listing of these bodies can be found at www.iso.org/members.html.

Introduction

This document provides requirements and guidance on the design, setting depth, and installation of offshore conductors used by the petroleum and natural gas industries worldwide. Sound engineering judgment is necessary in the use of this document.

Conductor design addresses actions and action combinations, strength and stability checks, and fatigue checks. Setting depth provides calculation methodologies for different installation methods. Installation identifies relevant methods and their applicability together with corresponding procedures as well as documentation and quality control requirements.

Some background to and guidelines on the use of this document is provided in Annex A.