

DIN EN ISO 20312



ICS 75.180.10

**Erdöl- und Erdgasindustrie –
Auslegung und Einsatzgrenzen von Bohrsträngen aus
Aluminium-Bohrgestängen (ISO 20312:2011);
Englische Fassung EN ISO 20312:2011**

Petroleum and natural gas industries –
Design and operating limits of drill strings with aluminium alloy components
(ISO 20312:2011);
English version EN ISO 20312:2011

Industries du pétrole et du gaz naturel –
Conception et limites de fonctionnement des garnitures de forage en alliage d'aluminium
(ISO 20312:2011);
Version anglaise EN ISO 20312:2011

Gesamtumfang 73 Seiten

Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG) im DIN

Nationales Vorwort

Dieses Dokument (EN ISO 20312:2011) wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 67 „Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries“, Working group WG 5 „Aluminium alloy pipes“ in Zusammenarbeit mit dem Technischen Komitee CEN/TC 12 „Materialien, Ausrüstungen und Offshore-Bauwerke für die Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie“ (Sekretariat AFNOR, Frankreich) erarbeitet.

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

Diese Europäische Norm enthält unter Berücksichtigung des DIN-Präsidialbeschlusses 1/2004 nur die englische Originalfassung der ISO Norm.

Diese Norm enthält neben den gesetzlichen Einheiten auch die Einheiten „ft (foot)“, „gal (gallon)“, „in (inch)“, „lb (pound)“, „lb/ft³“, „lb/gal“ und „psi (psig)“, die im Deutschen Normenwerk nicht zugelassen sind. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Anwendung dieser Einheiten im nationalen amtlichen und geschäftlichen Verkehr aufgrund des Gesetzes über Einheiten im Messwesen nicht zulässig ist.

Umrechnung:

Nicht-SI-Einheit	SI-Einheit	Umrechnung	
°F	°C	1 °C	= (5/9) (°F-32)
ft	m	1 ft	= 0,304 8 m
gal (gallon)	l	1 gal	= 3,785 l
in (inch)	mm	1 inch	= 25,4 mm
ksi	MPa	1 ksi	= 6,894 757 MPa
lb (pound)	kg	1 lb	= 0,453 592 37 kg
lb/ft ³	kg/m ³	1 lb/ft ³	= 4,882 kg/m ³
lb/gal	kg/m ³	1 lb/gal	= 0,118 kg/dm ³
oz (ounce)	g	1 oz	= 28,35 g
psi (psig)	kPa	1 psi	= 6,894 757 kPa

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

ISO 15546 siehe DIN EN ISO 15546

Nationaler Anhang NA (informativ)

Begriffe, Abkürzungen und Symbole

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

3 Begriffe, Symbole und Abkürzungen

3.1 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

3.1.1

Rohrkörper aus einer Aluminiumlegierung

Aluminiumlegierungs-Rohrkörper

Rohr, das aus einer Aluminiumlegierung durch Strangpressen mit allen Anstauchungen und Verdickungen des Gestängeprotectors hergestellt wird

3.1.2

Bohrgestänge aus einer Aluminiumlegierung

Aluminiumlegierungs-Bohrgestänge

Rohrkörper aus einer Aluminiumlegierung mit Gestängeverbindern aus Stahl mit Gewinde

3.1.3

Muffe

Teil des Gestängeverbinders mit Innengewinde

3.1.4

Ausknicken

Knickung

labile seitliche Durchbiegung von Gestänge-Bauteilen unter einer effektiven axialen Druckkraft

3.1.5

Korrosion

ungünstige chemische Modifizierung oder Zerstörung eines Metalls durch Luft, Feuchtigkeit oder Chemikalien

3.1.6

kritische Knicklast

Größe der Kraft bei Initiierung des Ausknickens von Gestänge-Bauteilen

3.1.7

Bohrlochknick

deutliche Richtungsänderung in einem Bohrloch

3.1.8

Heftigkeit des Bohrlochknicks

Maß für die Größe der Neigungs- und/oder Richtungsänderung eines Bohrlochs, im Allgemeinen in Grad für jeweils 30 m angegeben

3.1.9

Gestängestrang

vollständige Baugruppe vom Spülkopf- oder Drehkopfantrieb bis zum Bohrmeißel, die Mitnehmerstange (Kelly), Bohrgestänge, Subs, Schwerstangen und andere Elemente vom unteren Teil von Bohrgarnituren (BHA) aufnehmen kann, z. B. Stabilisatoren, Räumer, Brockenfänger

3.1.10

effektive Axialkraft

Kraft, die durch ungünstige Kombinationen von Axiallast und Druck erzeugt wird

3.1.11

spiralförmiges Ausknicken

Knickung, bei der sich Bauteile des Gestänges schraubenförmig oder spiralförmig verwinden

3.1.12

Hersteller

Firma, Unternehmen oder Körperschaft, die für die Kennzeichnung des Produkts verantwortlich ist

ANMERKUNG Durch eine vom Hersteller durchgeführte Kennzeichnung wird garantiert, dass das Produkt der vorliegenden Internationalen Norm entspricht, und die Verantwortung für die Übereinstimmung mit allen anwendbaren Vorschriften liegt beim Hersteller.

3.1.13

neues Rohr

vom Verschleiß abhängige Klassifizierung von Rohren, die noch nicht im Einsatz waren

3.1.14

Zapfen

Teil des Gestängeverbinders mit Außengewinde

3.1.15

Premiumklasse

Rohre der Klasse 2

vom Verschleiß abhängige Klassifizierung von Rohren mit dem in den Tabellen 12 und 13 aufgeführten Verschleißgrad

3.1.16

sinusförmiges Ausknicken

Knickung, bei der sich Bauteile des Gestänges sinusförmig verwinden

3.1.17

Keilbereich am Gestänge

kleine Fläche am Rohrkörper des Muffenverbinders, der bei Ausbau- und Einbauarbeiten durch Rohrkeile festgehalten wird

3.1.18

Gestängeverbinder

Element einer Gestängeverbindung aus Stahl für Bohrgestänge aus zwei Teilen: Muffe und Zapfen

3.1.19

TT-Gewinde

trapezförmiges Gewinde, das den Aluminiumrohrkörper mit dem Gestängeverbinder aus Stahl verbindet

ANMERKUNG Siehe ISO 15546.

3.2 Symbole

A	Faktor, der von der für die Berechnungen ausgewählten Festigkeitshypothese abhängig und bezüglich der Anisotropie des Bohrgestängewerkstoffs angepasst ist
A_b	Querschnittsfläche der Muffe in 9,525 mm Abstand von der Auflagefläche
A_{dp}	Querschnittsfläche des Bohrgestänges
A_{OD}	Querschnittsfläche des Umkreises um den Rohr-Außendurchmesser
A_p	Querschnittsfläche des Zapfens in 15,875 mm Abstand von der Auflagefläche
A_{pb}	Querschnittsfläche des Zapfens A_p oder der Muffe A_b , wobei die kleinere Fläche anzuwenden ist
A_z	Querschnittsfläche des Bohrgestänges im angestauchten Bereich
a_e	Längenausdehnungskoeffizient des Werkstoffs
a_w	Querschnittsfläche der Rohrwand zur Berücksichtigung der Ovalität (Unrundheit) des Rohres
B	Variable
b	Verformungsverringerungsfaktor
C	Flankendurchmesser des Gewindes an der Messstelle
c	Flächenabdeckungskoeffizient
D_{dp}	Außendurchmesser des Rohrkörpers
D_h	Mittlerer Bohrlochdurchmesser im betrachteten Intervall
D_{max}	Maximaler Rohr-Außendurchmesser
D_{min}	Kleinster Außendurchmesser
D_{pt}	OD des Gestängeprotectors
D_{tj}	OD des Gestängeverbinders
D_U	Außendurchmesser des Bohrgestänges im angestauchten Bereich
$\overline{D}$	Herkömmlicher OD des Bohrgestänges mit Gestängeverbinder
d_{dp}	Innendurchmesser des Rohrkörpers
d_p	Innendurchmesser des Zapfens
E	Elastizitätsmodul oder Youngscher Modul
F	Variable
f	Reibungsfaktor
g	Erdbeschleunigung, 9,81 m/s ²
H	Gewindehöhe, nicht abgeflacht
H_{dm}	Füllhöhe der Bohrspülung
h	Füllhöhe des Fluids
h_{DS}	Einbauteufe für das Bohrgestänge
h_K	Bohrungstiefe am oberen Ende des Bohrgestängeabschnitts

h_{K-1}	Bohrungstiefe am unteren Ende des Bohrgestängeabschnitts
I	Trägheitsmoment des Rohrkörpers bezüglich der Längsachse (beim Biegen)
J	Trägheitsmoment des Bohrgestänges bezüglich seines Durchmessers
K	Querkraftfaktor
k	Einknickverhältnis Kunststoff/elastisches Material
L	Verhältnis Festigkeit/Masse
$L_{1/2}$	Hälfte des Abstands zwischen den Gestängeverbindern
L_{Al}	Verhältnis Festigkeit/Masse für Aluminium
L_{dp}	Länge des Rohres plus Gestängeverbinder (Abstand zwischen der Vorderseite der Gestängeverbinder-Muffe und der Schulter des Zapfens)
L_{pc}	Länge des zur Muffe gehörenden Zapfens
L_s	Kontaktlänge Keil/Bohrgestänge
L_{St}	Verhältnis Festigkeit/Masse für Stahl
l_k	Länge des Abschnitts „K“
M_B	Masse je Längeneinheit des Rohrkörpers mit Glattende; längenbezogene Masse des Rohrkörpers mit Glattende
M_{dp}	Masse des Bohrgestänges je Längeneinheit; längenbezogene Masse des Bohrgestänges
M_K	Masse des Bohrgestänges je Längeneinheit im Abschnitt „K“ des Gestängestrangs; längenbezogene Masse des Bohrgestänges im Abschnitt „K“ des Gestängestrangs
m_b	Masse des Rohrkörpers mit Glattende
m_p	Massenzunahme durch die Verdickung des Gestängeprotektors
m_{tj}	Masse des Gestängeverbinders
m_u	Massenzunahme durch die Anstauchungen
n	Anzahl der Bohrstrangabschnitte
O_i	Anfangsovalität; anfängliche Unrundheit
P	Auf den Bohrstrang wirkende Last
P_0	Einknickdruck
P_c	Kleinsten Einknickdruck für ein fehlerhaftes Rohr
P_e	Elastischer Biegedruck
P_{ext}	Nettowert für den äußeren Druck
P_{hel}	Kraft für spiralförmiges Ausknicken
P_i	Innendruck
P_{iy}	Streckgrenzen-Innendruck
P_K	Zugspannung angewandt auf die untere Querschnittsfläche
P_{max}	Maximale Zug-Streckgrenze des Bohrgestängekörpers
P_{sin}	Kraft für sinusförmiges Ausknicken

P_T	Effektiv auf die Rohre wirkende Zugkraft
P_y	Streckgrenzen-Druck bei gleichzeitiger Zugbeanspruchung
P_z	Axiale Last, wenn die Spannung des in Keilen eingespannten Rohrkörpers die Streckgrenze erreicht
p	Gewindesteigung
Q_c	Senkung (Senkbohrung) an der Muffe
R	Heftigkeit des Bohrlochknickradius am Beginn und am Ende des Aufbau- oder Abbauintervalls
R_s	Variable
R_t	Variable
S_a	Mittlere axiale Spannung
S_b	Maximal zulässige Biegespannung
S_{DL}	Durch die Auftriebsmasse des Bohrstrangs unterhalb des Bohrlochknicks erzeugte Spannung
S_{rs}	Abflachung am Gewindegrund
s	Biegeverformung für die Rohre
s_0	Kritische Biegeverformung
T	Auf den Bohrstrang aufgebrachtes Drehmoment
T_j	Empfohlenes Anziehdrehmoment für Gestängeverbinder eines Bohrgestänges aus Aluminium
T_{max}	Maximale Torsions-Streckgrenze des Bohrgestängekörpers
T_y	Torsions-Streckgrenze der Verbindung
t_{dp}	Wanddicke; Wandstärke
t_0	Betriebstemperatur
t_u	Wandstärke des Bohrgestänges im angestauchten Bereich
W_p	Polares Torsions-Widerstandsmoment des Rohrkörpers
w_0	Masse je Längeneinheit des Rohrs in Luft; längenbezogene Masse des Rohrs in Luft
w_{DL}	Auftriebsmasse des Bohrstrangabschnitts unterhalb des Bohrlochknicks
w_m	Masse je Längeneinheit des Rohrs in der Spülung; längenbezogene Masse des Rohrs in der Spülung
Y_{min}	Mindest-Streckgrenze des Werkstoffs
α	Zenitwinkel für den Bohrlochabstand
α_0	Kleinster Zenitwinkel des Bohrlochs
α_H	Zenitwinkel zu Beginn des Aufbau- oder Abbauintervalls
α_K	Zenitwinkel am Ende des Aufbau- oder Abbauintervalls
α_{SL}	Keilkegelwinkel

$\bar{\alpha}$	Mittlerer Zenitwinkel des Bohrlochs beim Aufbau- oder Abbauintervall
Δ	Kegel
ΔL	Gesamtdehnung des kombinierten Bohrstrangs
Δl_{BHA}	Dehnung unter der Masse der Untertageabschnitte und des BHA
Δl_t	Wärmedehnung
Δl_w	Dehnung des jeweiligen Bohrstrangabschnitts „K“ unter seiner Eigenmasse
δ	Spalt zwischen Bohrlochwandung und mittlerem OD des Bohrgestänges
η	Temperaturgradient
θ	Heftigkeit des Bohrlochknicks
θ	Halber Flankenwinkel des Gewindes
μ	Poissonzahl
μ_{SL}	Reibungskoeffizient zwischen den Keilen und dem Drehtischhauptesatz
π	Konstante, $\pi = 3,141\,812$
ρ_{Al}	Dichte des Aluminiums, $2\,800\text{ kg/m}^3$
ρ_{dm}	Dichte der Bohrspülung
ρ_e	Äquivalente Dichte
ρ_{St}	Dichte des Stahls, $7\,850\text{ kg/m}^3$
σ	Größe der Normalspannungen, die auf die Auslegungsquerschnitte des Bohrstrangs aufgebracht werden
σ_{-1}	Dauerfestigkeit des Bohrgestänges
σ_b	Bruchfestigkeit des Rohrwerkstoffs
σ_e	Äquivalente Spannung
σ_i	Zulässige Spannungsintensität, die entsprechend den normativen Sicherheitsfaktoren berechnet wird
σ_r	Reduzierte Streckgrenze
τ	Größe der auf den Bohrstrang wirkenden Tangentialspannungen
τ_{min}	Scherspannung beim Erreichen der Mindest-Streckgrenze
φ	Rundheitsabweichungsfunktion
ψ	Fehlerfunktion
ψ_{SL}	Reibungswinkel

3.3 Abkürzungen

ADP	Bohrgestänge aus Aluminiumlegierungen (en: aluminium alloy drill pipe)
BHA	Unterer Teil der Bohrgarnitur (en: bottom hole assembly)
EU	Anstauchung nach außen (en: external upset)
HWADP	Bohrgestänge aus Aluminium mit großer Wandstärke (en: heavy wall aluminium drill pipe)
HWSDP	Bohrgestänge aus Stahl mit großer Masse (en: heavy weight steel drill pipe)
HWDP	Bohrgestänge mit großer Wandstärke (en: heavy wall drill pipe)
ID	Innendurchmesser (en: inside diameter)
IU	Anstauchung nach innen (en: internal upset)
OD	Außendurchmesser (en: outside diameter)
ROP	Fortschrittsrate (en: rate of penetration)
RPM	Umdrehungen pro Minute (en: revolutions per minute)
SDP	Bohrgestänge aus Stahl (en: steel drill pipe)
TJ	Gestängeverbinder (en: tool joint)
WOB	Bohrdruck (en: weight on bit)

Nationaler Anhang NB
(informativ)

Literaturhinweise

DIN EN ISO 15546, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Bohrröhre aus Aluminiumlegierungen*

English Version

Petroleum and natural gas industries —
Design and operating limits of drill strings with aluminium alloy
components
(ISO 20312:2011)

Industries du pétrole et du gaz naturel —
Conception et limites de fonctionnement des garnitures de
forage en alliage d'aluminium
(ISO 20312:2011)

Erdöl- und Erdgasindustrie —
Auslegung und Einsatzgrenzen von Bohrsträngen aus
Aluminium-Bohrgestängen
(ISO 20312:2011)

This European Standard was approved by CEN on 14 October 2011.

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

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

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



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

Management Centre: Avenue Marnix 17, B-1000 Brussels

Contents

Page

Foreword.....	3
Introduction	4
1 Scope	5
2 Normative references	5
3 Terms, definitions, symbols and abbreviated terms.....	5
3.1 Terms and definitions	5
3.2 Symbols	7
3.3 Abbreviated terms	11
4 Properties of ADP and tool joints	12
4.1 General.....	12
4.2 New pipes and tool joints data	12
4.3 Buoyant weight	12
4.4 Mechanical properties	12
4.5 ADP with integral tool joint and heavy wall ADP	15
5 Considerations and limitations of drill string design using ADP	19
5.1 Application aspects of aluminium alloy drill pipe	19
5.2 General principles of aluminium drill string assembly design	20
5.3 Influence of temperature on choice of material for drill pipe.....	21
5.4 Resistance to hydroabrasive and corrosive damage	27
5.5 Buckling	28
6 Basic requirements for calculation of drill strings containing ADP	30
7 Drill pipe operation	31
7.1 Operations management.....	31
7.2 General drill pipe operating recommendations	31
7.3 Fatigue strength limitations.....	35
7.4 Combined load capacity limitation	36
8 Wear-based inspection, identification and classification of aluminium drill pipe.....	40
8.1 Inspection	40
8.2 Wear-based marking and identification of pipe and tool joints	42
8.3 Wear-based pipe classification	43
8.4 Wear-based tool joints classification	44
8.5 Pipe repairing and discarding	44
9 Transportation and storage of pipe	45
9.1 Transportation of pipe.....	45
9.2 Storage of pipe.....	45
Annex A (informative) Drill pipe design, range and technical properties of integral tool joint ADP and heavy wall ADP	46
Annex B (normative) Calculations.....	51
Annex C (informative) Conversion of SI units to USC units	62
Bibliography	63

Foreword

This document (EN ISO 20312:2011) has been prepared by Technical Committee ISO/TC 67 "Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries" in collaboration with Technical Committee CEN/TC 12 "Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries" the secretariat of which is held by AFNOR.

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

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

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

Endorsement notice

The text of ISO 20312:2011 has been approved by CEN as a EN ISO 20312:2011 without any modification.

Introduction

The function of this International Standard is to define operating limits of aluminium drill pipes and recommend design criteria for the drill stem containing such aluminium drill pipes. This International Standard contains formulas and figures to aid in the design and selection of equipment to meet a specific drilling condition.

In this International Standard, data are expressed in the International System of units (SI).

Users of this International Standard need to be aware that further or differing requirements could be needed for individual applications. This International Standard is not intended to inhibit a manufacturer from offering, or the purchaser from accepting, alternative equipment or engineering solutions for the individual application, particularly where there is innovative or developing technology. Where an alternative is offered, the manufacturer will need to identify any variations from this International Standard and provide details.

This International Standard includes provisions of various nature. These are identified by the use of certain verbal forms:

- “shall” is used to indicate that a provision is mandatory;
- “should” is used to indicate that a provision is not mandatory, but recommended as good practice;
- “may” is used to indicate that a provision is optional.

1 Scope

This International Standard applies to design and operating limits for drill strings containing aluminium alloy pipes manufactured in accordance with ISO 15546.

2 Normative references

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

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

ISO 15546, *Petroleum and natural gas industries — Aluminium alloy drill pipe*

ASNT Recommended Practice No. SNT-TC-1A, *Personnel Qualification and Certification in Non-destructive Testing*

3 Terms, definitions, symbols and abbreviated terms

3.1 Terms and definitions

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

3.1.1

aluminium alloy pipe body

aluminium alloy pipe formed by extrusion, including upsets and protector thickening

3.1.2

aluminium alloy drill pipe

aluminium alloy pipe body with threaded steel tool joints

3.1.3

box

tool joint part that has internal tool-joint thread

3.1.4

buckling

unstable lateral deflection of a drill stem component under compressive effective axial force

3.1.5

corrosion

adverse chemical alteration or destruction of a metal by air, moisture or chemicals

3.1.6

critical buckling load

load level associated with initiation of drill stem components buckling

3.1.7

dogleg

sharp change of direction in a well bore

3.1.8

dogleg severity

measure of the amount of change in the inclination and/or direction of a borehole, usually expressed in degrees per 30 m interval

3.1.9

drill string

complete assembly from the swivel or top drive to the drill bit, which can contain the kelly, drill pipes, subs, drill collars and other bottom hole assembly (BHA) members, such as stabilizers, reamers and junk baskets

3.1.10

effective axial force

force created by adverse combinations of axial load and pressure

3.1.11

helical buckling

buckling in which drill stem components form a helix or spiral shape

3.1.12

manufacturer

firm, company or corporation responsible for marking the product

NOTE Marking by the manufacturer warrants that the product conforms to this International Standard, and it is the manufacturer who is responsible for compliance with all of its applicable provisions.

3.1.13

new class pipe

wear-based classification of pipe not having been put in service

3.1.14

pin

tool joint part that has external tool-joint thread

3.1.15

premium class, class 2 pipe

wear-based classification of pipe worn to an extent listed in Tables 12 and 13

3.1.16

sinusoidal buckling

buckling of drill stem components in a sinusoidal shape

3.1.17

slip area

area within a small distance along the pipe body from the box end, clamped by the pipe slips during the pulling and running operations

3.1.18

tool joint

steel tool joint element for drill pipes consisting of two parts (pin and box)

3.1.19

TT type thread

trapezoidal-shaped thread connecting aluminium pipe body and steel joint

NOTE See ISO 15546.

3.2 Symbols

A	factor depending on the failure theory selected for calculations and adjusted for anisotropy of drill pipe material
A_b	box cross-sectional area at 9,525 mm from the bearing face
A_{dp}	drill pipe cross-sectional area
A_{OD}	cross-sectional area circumscribed by pipe outside diameter
A_p	pin cross-sectional area at 15,875 mm from the bearing face
A_{pb}	cross-sectional area of pin A_p or box A_b , whichever is smaller
A_z	cross-sectional area of drill pipe in upset part
a_e	coefficient of linear expansion of material
a_w	cross-sectional area of pipe wall with regard to pipe ovality
B	variable
b	strain reduction factor
C	pitch diameter of thread at gauge point
c	area coverage coefficient
D_{dp}	pipe body outside diameter
D_h	average diameter of the borehole at the regarded interval
D_{max}	maximum outside diameter of pipe
D_{min}	minimum outside diameter
D_{pt}	protector outside diameter
D_{tj}	tool joint outside diameter
D_U	outside diameter of drill pipe in upset part
$\overline{D}$	conventional outside diameter of drilling pipe with tool joint
d_{dp}	pipe body inside diameter
d_p	pin inside diameter
E	modulus of elasticity or Young's modulus
F	variable
f	friction factor

g	acceleration of gravity, 9,81 m/s ²
H	thread height not truncated
H_{dm}	drilling mud depth
h	fluid depth
h_{DS}	drilling string setting depth
h_K	well depth at the upper limit of drill string section
h_{K-1}	well depth at the lower limit of drill string section
I	moment of inertia of the pipe body in regard to transverse axis (at bending)
J	drill pipe moment of inertia with respect to its diameter
K	transverse load factor
k	plastic-to-elastic-collapse ratio
L	strength-to-weight ratio
$L_{1/2}$	half the distance between tool joints
L_{Al}	strength-to-weight ratio of aluminium
L_{dp}	pipe length with tool joint (the distance between the tool joint box face and the pin shoulder)
L_{pc}	length of the pin that mates with the box
L_s	length of slip contact with drill pipe
L_{St}	strength-to-weight ratio of steel
l_K	length of section "K"
M_B	mass per unit length of plain end pipe body
M_{dp}	mass per unit length of drill pipe
M_K	mass per unit length of drill pipe in drill string section "K"
m_b	mass of plain end pipe body
m_p	mass gain due to protector thickening
m_{tj}	tool joint mass
m_u	mass gain due to upsets
n	number of the drill string sections

O_i	initial ovality
P	load applied to the drill string
P_0	collapse pressure
P_c	minimum collapse pressure for imperfect pipe
P_e	elastic bending pressure
P_{ext}	net external pressure
P_{hel}	helical buckling force
P_i	internal pressure
P_{iy}	internal yield pressure
P_K	tensile stress applied to the bottom cross-section
P_{max}	maximum tension yield strength of drill pipe body
P_{sin}	sinusoidal buckling force
P_T	effective tensile load on tubular
P_y	yield pressure with simultaneous tension
P_z	axis load when the stress in the body of the pipe chucked in the slips reaches yield strength
p	lead of thread
Q_c	box counter bore
R	dogleg severity radius at the beginning and the end of the build or drop interval
R_s	variable
R_t	variable
S_a	mean axial stress
S_b	maximum permissible bending stress
S_{DL}	stress produced by the buoyant weight of the drill string below dogleg
S_{rs}	root truncation
s	bending strain experienced by tubular
s_0	critical bending strain
T	torque applied to the drill string

T_j	recommended make up torque for the aluminium drill pipes tool joints
$T_{\max}$	maximum torsional yield strength of drill pipe body
T_y	torsional yield limit in connection
t_{dp}	wall thickness
t_0	operational temperature
t_u	wall thickness of drill pipe in upset part
W_p	polar sectional modulus of torsion of pipe body
w_0	weight per unit length of pipe in air
w_{DL}	buoyant weight of drill string section suspended below the dogleg
w_m	weight per unit length of pipe in mud
$Y_{\min}$	minimum yield strength of material
α	zenith angle of the borehole interval
α_0	minimum zenith angle of the borehole
α_H	zenith angle at the beginning of the build or drop interval
α_K	zenith angle at the end of the build or drop interval
α_{SL}	slips taper angle
$\bar{\alpha}$	average zenith angle of the borehole at build or drop interval
Δ	taper
ΔL	overall elongation of combined drill string
Δl_{BHA}	elongation under the weight of the downhole sections and BHA
Δl_t	thermal elongation
Δl_w	elongation of the relevant drill string section "K" under its own weight load
δ	gap between borehole wall and the average outside diameter of drilling pipe
η	temperature gradient
θ	dogleg severity
θ	half angle of thread
μ	Poisson's ratio

μ_{SL}	coefficient of friction between slips and master bushing
π	constant, $\pi = 3,141\ 812$
ρ_{Al}	density of aluminium, 2 800 kg/m ³
ρ_{dm}	drilling mud density
ρ_e	equivalent density
ρ_{St}	density of steel, 7 850 kg/m ³
σ	level of normal stresses applied to the design sections of drill string
σ_{-1}	fatigue limit of the drill pipe
σ_b	pipe material ultimate strength
σ_e	equivalent stress
σ_i	allowable stress intensity calculated as adjusted to the normative safety factors
σ_r	reduced yield stress
τ	level of tangential stresses applied to the drill string
τ_{min}	shear stress, reaching minimum yield strength
φ	out-of-roundness function
ψ	imperfection function
ψ_{SL}	friction angle

3.3 Abbreviated terms

ADP	aluminium alloy drill pipe
BHA	bottom hole assembly
EU	external upset
HWADP	heavy wall aluminium drill pipe
HWSDP	heavy weight steel drill pipe
HWDP	heavy wall drill pipe
ID	inside diameter
IU	internal upset
OD	outside diameter

ROP	rate of penetration
RPM	revolutions per minute
SDP	steel drill pipe
TJ	tool joint
WOB	weight on bit

4 Properties of ADP and tool joints

4.1 General

Dimensional and mechanical properties of new ADP and tool joints shall be as specified in ISO 15546. The pipes may be with external or internal upset ends, and with protector thickening. Separate tables of the chapter include the data on the drill pipe torsional strength, tensile strength, and resistance against internal and external pressure.

4.2 New pipes and tool joints data

The new pipes and tool joint data properties are given in Tables 1 and 2.

4.3 Buoyant weight

The ADP buoyant weight of different length groups in the fluids of different density could be calculated by Equation (B.5). The equivalent density of new pipes is given in Tables 1 and 2. For mass calculation purposes, the assumed aluminium alloy density in Tables 1, 2, 5, 6 and 7 is 2 800 kg/m³, and the steel density is 7 850 kg/m³. If alloys of other density are used, a correcting factor shall be applied.

EXAMPLE

Objective: Calculate the weight of 1 m of ADP 147 × 11; 11,8 m long; with internal upset ends; with protector thickening in drilling mud with gravity 1 200 kg/m³.

Solution: According to Table 2, the mass of 1 m of this pipe is 21,45 kg, equivalent density is 3 271 kg/m³.

The weight in mud will be as follows:

$$w_m = 21,45 \times 9,81 \times \left(1 - \frac{1\,200}{3\,271}\right) = 133,2 \text{ N/m}$$

4.4 Mechanical properties

The mechanical properties of new pipe (tensional yield strength, torsional yield strength, internal yield and collapse pressure values) are given in Table 3. The properties correspond to the temperature of 20 °C. The “weak section” for the calculations was assumed to be the aluminium drill pipe body.

The mechanical properties of the premium class pipe are given in Table 4.

The mechanical properties of class 2 pipe are given in Table 5.

The wear classification of ADP is based on 8.3 and Table 12.

Mechanical properties of aluminium drill pipe bodies can be affected by exposure at elevated temperature (see 5.3).