

DIN EN ISO 13354

ICS 75.180.10

**Erdöl- und Erdgasindustrie –
Bohr- und Förderausrüstung –
Diverterausrüstung für Shallow Gas (ISO 13354:2014);
Englische Fassung EN ISO 13354:2014**

Petroleum and natural gas industries –
Drilling and production equipment –
Shallow gas diverter equipment (ISO 13354:2014);
English version EN ISO 13354:2014

Industries du pétrole et du gaz naturel –
Équipements de forage et de production –
Équipement défecteur pour gaz de surface (ISO 13354:2014);
Version anglaise EN ISO 13354:2014

Gesamtumfang 55 Seiten

DIN-Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG)

Nationales Vorwort

Dieses Dokument (EN ISO 13354:2014) wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 67 „Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries“, Subkomitee SC 4 „Drilling and production equipment“ in Zusammenarbeit mit dem Technischen Komitee CEN/TC 12 „Materialien, Ausrüstungen und Offshore-Bauwerke für die Erdöl-, petrochemische und Erdgasindustrie“ (Sekretariat: AFNOR, Frankreich) erarbeitet.

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

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 „in (inch)“ und „psi“ die in Deutschland nicht zugelassen sind. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Anwendung dieser Einheit im nationalen amtlichen und geschäftlichen Verkehr aufgrund des Gesetzes über Einheiten im Messwesen nicht zulässig ist. Die Angabe dieser Einheiten dient lediglich als Hilfe im amtlichen und geschäftlichen Verkehr (z. B. bei Einfuhr und Ausfuhr) mit solchen Staaten, die diese Einheiten anwenden.

Umrechnung:

Nicht-SI-Einheit	SI-Einheit	Umrechnung	
in (inch)	mm	1 inch	= 25,4 mm
psi (psig)	kPa	1 psi	= 6,894 757 kPa

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

ISO 13533 siehe DIN EN ISO 13533

Nationaler Anhang NA (informativ)

Begriffe

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:

3.1

Stellglied

Betätigungselement

Auslöseelement

Einrichtung, die zum Öffnen oder Schließen eines Ventils unter Anwendung manueller, hydraulischer, pneumatischer oder elektrischer Energie verwendet wird

3.2

Ringraum-Packelement

ringförmiges Teil aus Gummi/Elastomer, das in einem ringspaltförmigen Preventer oder Diverter eine Abdichtung erzeugt

Anmerkung 1 zum Begriff: Das Ringraum-Packelement wird durch die Aufwärtsbewegung eines ringförmigen Kolbens zur Mitte des Bohrlochs verschoben.

3.3

Ringraum-Dichtungselement

torusförmiges Stahlgehäuse, das ein Ringraum-Packelement enthält, mit dem ein Abschluss des Ringsraums durch Zusammenziehen dieses Elements im Bohrloch ermöglicht und eine Abdichtung am Rohr oder am Kelly erreicht wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Einige Ringraum-Dichtungselemente ermöglichen auch das Absperren eines offenen Bohrlochs.

3.4

Ringpreventer

Einrichtung, die um in beliebiges Objekt im Bohrloch oder um sich selbst eine Abdichtung bieten kann

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Dichtwirkung wird durch das Zusammendrücken eines verstärkten Packelements aus Gummi/Elastomer mittels hydraulischem Druck erzielt.

3.5

Kugelventil

Ventil, das eine rotierende Kugel zum Öffnen oder Verschließen des Strömungskanal anwendet

3.6

Blowout

Ausbruch

unkontrollierte Strömung von Bohrspülung und/oder Formationsflüssigkeiten aus dem Bohrloch oder in Bereiche unterhalb der Oberfläche, die unter einer geringeren Druckbeaufschlagung stehen

Anmerkung 1 zum Begriff: Wenn eine unkontrollierte Strömung der Flüssigkeiten in unter geringerem Druck stehende Bereiche unterhalb der Oberfläche (unterirdische Bereiche) erfolgt, wird von einem Untertage-Blowout gesprochen.

3.7

Blowout-Preventer-Garnitur

BOP-Garnitur

Einrichtung, die eine Abdichtung der Bohrung ermöglicht, indem die Bohrspülung im Bohrloch eingesperrt wird

3.8

am Meeresboden abgestütztes Bauwerk

Bohranlage, die im Betriebsmodus auf dem Meeresboden abgestützt ist

Anmerkung 1 zum Begriff: Zu Bohranlagen dieses Typs gehören feste Plattformen, Tauchboote, Feuchtgebietbarken und Hubplattformen.

3.9

Freispülen

Leerspülen

Klarspülen

Stelle in der Förderrohrleitung, an der ein Zugriff auf die Rohrrinnenfläche erfolgen kann, um Ansammlungen von Schmutz und Bohrklein zu entfernen

3.10

Abschlusseinheit

Schließereinheit

Ansammlung von Pumpen, Ventilen, Leitungen, Akkumulatoren und anderen Teilen, die zum Öffnen und Schließen der BOP-Garnitur und des Diverter-Systems notwendig sind

3.11

Steuerfunktion

Steuersystemkreis (hydraulisch, pneumatisch, elektrisch, mechanisch oder eine Kombination davon), der zur Betätigung der Positionsvorwahl einer Divertereinheit, eines BOP, eines Ventils oder Reglers verwendet wird

BEISPIEL „Schließ“-Funktion des Diverters, „Öffnungs“-Funktion des Steuerbord-Ausblasventils.

3.12

Steuerfunktion

alle Positionen einer Divertereinheit, eines BOP oder eines Ventils und alle Regleraufgaben, die durch ein Steuersystem betätigt werden

3.13

Diverter

Einrichtung, die am Bohrlochkopf oder am Riser angeordnet ist, um den vertikalen Zugang zu verschließen und um die gesamte Strömung in eine Reihe von Ausblaseleitungen und weg von der Bohreinheit zu lenken

3.14

Diverter-Steuersystem

System von Pumpen, Akkumulatoren, Manifolds, Schaltpulten, Ventilen, Rohrleitungen usw., die zur Betätigung des Diverter-Systems verwendet werden

3.15

Divertergehäuse

dauerhaft unterhalb des Drehtisches installierte Einrichtung, in der sich die Einsetz-Diverterbaugruppe befindet

3.16

Diverterpacker

ringförmiges Diverter-Dichtelement

3.17

Diverterleitung

Diverter-Ausblase- bzw. Diverter-Entlastungsleitungen

3.18**Diverterssystem**

System, zu dem ein Ringraum-Dichtungselement, Einrichtungen zur Durchflusssteuerung, Teile des Lüftungs- und Steuersystems gehören, das den Abschluss des Aufwärtsdurchflusses der Bohrspülung sowie das Öffnen der Lüftungsöffnung zur Atmosphäre ermöglicht

3.19**Divertereinheit**

Einrichtung, die das Ringraum-Dichtungselement und seine Betätigungseinrichtungen enthält

3.20**Unterbau der Bohrplattform**

Gründungsbauwerk für Bohrturm, Drehtisch, Hebwerke und andere Teile der Bohrausrüstung

3.21**Preventerzwischenflansch**

Flanschverbindung zwischen BOP und Futterrohrkopf, die als Zwischen- oder Übergangsstück dient

3.22**Bohrschiff**

schwimmendes, schiffsartiges Wasserfahrzeug mit Eigenantrieb, das mit Bohrgeräten ausgestattet ist

3.23**Bodenventil****Ablassventil**

Einrichtung zur Steuerung des Ringraumdrucks für den Bottom-Riser durch direkte Kommunikation mit dem Meer

3.24**dynamisch positioniertes Bohrschiff****DP-Bohrschiff**

Bohrschiff oder Halbtaucher-Bohranlage mit computergesteuerten Strahlrudern, die während der Durchführung von Bohrarbeiten die Beibehaltung einer konstanten Position in einen festen Bezugspunkt auf den Meeresboden ohne Einsatz von Ankern und Ankertrassen (Festmacherleinen) ermöglichen

3.25**Elastomer**

elastische oder gummiartige Verbindung oder Substanz, die aus einer Anzahl verschiedener möglicher Substanzen auszuwählen ist

3.26**Auffüll-Leitung**

Leitung, die im Allgemeinen in den Auslaufpreventer oberhalb des BOP mündet, um die Zugabe von Spülflüssigkeit in die Bohrung während des gleichzeitigen Ausbaus aus der Bohrung so zu ermöglichen, dass die Verdrängung des Metallvolumens des gezogenen Bohrgestänges kompensiert wird

3.27**Biegegelenk/Kugelgelenk**

Einrichtung, die unmittelbar oberhalb der Untertage-BOP-Garnitur und am oberen Ende der Teleskop-Riserverbindung installiert ist, um eine relative Winkelbewegung des Risers so zuzulassen, dass Spannungen durch Schiffsbewegungen und Umgebungskräfte verringert werden

3.28**Förderleitung****Schüttelleitung**

vom Auslaufpreventer abgehende Rohrleitung, die Bohrspülung und Bohrgut zum Schüttelsieb und zum Spülflüssigkeitstank befördert

3.29

Frac-Gradient der Formation

Wert für den Druck, der erforderlich ist, um in einer Unterwasserformation (in geologischen Schichten) einen Bruch auszulösen

3.30

Funktionstest

Schließen und Öffnen (zyklische Beanspruchung) einer Einrichtung, um ihre Funktionsfähigkeit zu verifizieren

3.31

Schieber

Absperrschieber

Ventil, das ein verschiebbares Element zum Öffnen oder Schließen des Strömungskanals anwendet

3.32

Druck der Flüssigkeitssäule

tatsächliche vertikale Länge einer Flüssigkeitssäule

3.33

hydrostatischer Druck

Druck, der an einer beliebigen Stelle im Bohrloch bedingt durch das Gewicht der vertikalen Flüssigkeitssäule oberhalb dieser Stelle im Bohrloch auftritt

3.34

innerer Rohrkörper

Teil des Teleskop-Ausgleichsstücks an einem Riser, das am Biegegelenk unterhalb des Diverters angebracht ist

3.35

Einsetz(typ)-Packer

Diverterelement mit Einsätzen, die zum Verschließen und Abdichten spezifischer Bereich von Rohrdurchmessern vorgesehen sind

3.36

integriertes Ventil

Ventil, das in der Divertereinheit enthalten ist und zusammen mit dem Ringraum-Dichtungselement betätigt wird

3.37

Verriegelung

System von so ausgelegten Funktionen des Steuersystems, dass die Betätigung einer Funktion als Voraussetzung für die Betätigung einer anderen Funktion erforderlich ist

3.38

Kelly

Mitnehmerstange

Rohrverbindung mit flachen oder geriffelten Seiten, die sich vertikal frei durch einen Einsatz im Drehtisch bewegen lässt

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Einsatz wird als „Mitnehmereinsatz“ bezeichnet; er übermittelt der Kelly ein Drehmoment, wobei sich das Bohrgestänge dreht.

3.39

Kick

(plötzlicher) Zufluss im Bohrloch

Zufluss von Gas, Öl oder anderen Spülflüssigkeiten, der, wenn nicht gesteuert, zu einem Blowout führen kann

3.40**Totpumpspülung**

Bohrflüssigkeit mit ausreichendem Spülungsgewicht, die verwendet wird, um im Fall eines Zuflusses im Bohrloch dem Bohrlochdruck standzuhalten

3.41**Plattenschieber**

Armatur, die zur Ermöglichung der Öffnungs- und Schließoperationen eine Portalplatte oder einen Flügel verwendet

Anmerkung 1 zum Begriff: Ein Plattenschieber unterscheidet sich von einem Schieber dadurch, dass der Deckelbereich offen, d. h. nicht abgedichtet ist.

3.42**Spülungsverlust**

Bohrspülungsverlust am Bohrloch

3.43**Riser**

Verlängerung des Bohrlochs vom Gehäuse des Unterwasser-Standrohrs oder vom Bohrlochkopf zum schwimmenden Bohrschiff, die zur Rückführung der Flüssigkeit zum Bohrschiff dient und eine Führung für die Werkzeuge in die Bohrung hinein bietet

3.44**verankertes Bohrschiff****festgemachtes Bohrschiff**

vor der Küste schwimmendes Bohrschiff, das bis zum Meeresboden reichende Anker, Ketten und Ankertrossen verwendet, um eine in Bezug zum Meeresboden konstante Lokation beizubehalten

3.45**Spülungsleitung**

Bodenfläche eines Meeres, eines Sees, einer Meeresbucht oder eines Sumpfgebiets

3.46**äußerer Rohrkörper**

Teil des Teleskop-Ausgleichsstücks an einem Riser, das an Spannseilen angebracht ist

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Spannung wird vom äußeren Rohrkörper in den Riser übertragen.

3.47**vor Beginn einer Bohrung**

Zeitspanne vor Beginn der Bohraktivitäten

3.48**einfacher Separator**

Druckbehälter, der so ausgelegt ist, dass er während des Flüssigkeitsumlaufs aus einem Bohrloch-Kick durch den Düsenmanifold eine wirksame Trennung des Gases von der Bohrspülung ermöglicht

3.49**primäre Bohrlochsicherung**

Verhinderung des Durchflusses von Formationsflüssigkeit, indem ein hydrostatischer Druck aufrechterhalten wird, der gleich oder größer als der Formationsdruck ist

3.50**Förderplattform**

dauerhaft installiertes, am Boden abgestütztes bzw. mit dem Boden verbundenes Offshore-Bauwerk, das mit Bohr- und/oder Fördereinrichtungen zum Bohren und/oder zum Erschließen von Offshore-Öl- und -Gaslagerstätten ausgestattet ist

3.51

hydraulisches Verbindungsstück zum Riser

hydraulische Verriegelung, die das 762-mm-Standrohrgehäuse (30-Zoll-Standrohrgehäuse) und den Fußpunkt des Risers verbindet

Anmerkung 1 zum Begriff: Leckagen zwischen Verriegelung und Gehäuse sind mit Hilfe von O-Ringdichtungen zu verhindern.

3.52

Drehtisch

Einrichtung, durch die zum einen Bohrmeißel und Bohrgestänge eingefahren werden und zum anderen die Drehung auf das Kelly übertragen wird

3.53

Unterwasserdiverter

Meeresbodendiverter

Zusammenstellung von Einrichtungen, die am Fußpunkt des Risers angebracht und mit dem Gehäuse des 762-mm-Unterwasserbohrlochkopfs (30-Zoll-Unterwasserbohrlochkopf) verbunden und so ausgelegt sind, dass sie die Bohrung im Fall eines Shallow-Gas-Zuflusses verschließen und das Gas durch zwei seitlich angeordnete Unterwasser-Ausblasöffnungen abführen

3.54

Halbtaucher

schwimmendes Offshore-Bohrschiff, das am Bohrpunkt mit Ballast beschwert ist und Bohrarbeiten in einer stabilen, teilweise unter Wasser befindlichen Position durchführt

3.55

Landepunkt

Zielpunkt

Blindstopfen oder Blindflansch am Ende eines T-Stücks, um Erosion an den Stellen zu verringern, an denen sich die Strömungsrichtung ändert

3.56

targeted

Typ von Rohrsystemen für Flüssigkeiten, in dem die Strömung bei einer Änderung der Flüssigkeitsströmung auf ein mit Blei (oder mit einem anderen Material) gefülltes Endziel oder auf ein Rohrleitungs-T-Stück aufprallt

3.57

Packer für Teleskop-Ausgleichsstück

ringförmiges, entweder hydraulisch, pneumatisch oder mechanisch betätigtes elastisches Element zwischen innerem und äußerem Rohrkörper des Teleskop-Ausgleichsstücks, das dazu dient, die Bohrspülung innerhalb des Risers zu halten

3.58

Ausblaseleitung

Entlastungsleitung

Kanal, der die Strömung der vom Diverter umgelenkten Bohrspülung weg von der Arbeitsbühne in die Atmosphäre lenkt

3.59

Ventil der Ausblaseleitung

Ventil mit vollem Durchgang, das die Passage der vom Diverter umgelenkten Bohrspülung durch die Ausblaseleitung ermöglicht

3.60

Auslass der Ausblaseleitung

Stelle, an der die Flüssigkeiten aus dem Bohrloch unterhalb des Ringraum-Dichtungselements über die Ausblaseleitung austreten

3.61

Bohrlochkopf

Einrichtung oder Konstruktion, die an der Oberseite der Futterrohre angeordnet ist und die inneren Rohre trägt, die Bohrung abdichtet und einen Zugang zum Futterrohr-Ringraum ermöglicht

3.62

Stufe des Betriebsdrucks

WP-Druckstufe

maximaler Innendruck, für dessen Aufnahme oder Regelung die Ausrüstung ausgelegt ist

Nationaler Anhang NB
(informativ)

Literaturhinweise

DIN EN ISO 13533, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Bohr- und Fördereinrichtungen — Drill-through equipment*

English Version

Petroleum and natural gas industries - Drilling and production equipment - Shallow gas diverter equipment (ISO 13354:2014)

Industries du pétrole et du gaz naturel - Équipements de forage et de production - Équipement défecteur pour gaz de surface (ISO 13354:2014)

Erdöl- und Erdgasindustrie - Bohr- und Förderausrüstung - Diverterausrüstung für Shallow gas (ISO 13354:2014)

This European Standard was approved by CEN on 28 February 2014.

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, Former Yugoslav Republic of Macedonia, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Malta, Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Romania, 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: Avenue Marnix 17, B-1000 Brussels

Contents

Page

Foreword	3
Introduction	4
1 Scope	5
2 Normative references	5
3 Terms and definitions	5
4 Diverter system equipment	11
4.1 General purpose	11
4.2 Findings of blowout reports	11
4.3 Applications of diverter systems	12
4.4 Layout considerations — Land rigs and bottom-supported marine structures	12
4.5 Layout considerations — Floating rigs	22
5 Floating rigs — Specific aspects	30
5.1 Use of the marine riser	30
5.2 Additional functions of the diverter system	32
5.3 Comparison of types of floating support	32
6 Preparation for shallow gas operations	35
6.1 Call for tender	35
6.2 Important issues	35
6.3 Pre-spud checks	36
6.4 Pre-spud meetings	38
6.5 Pre-spud drills	39
6.6 Preparing the response to a shallow-gas flow	40
7 Diverter system inspection and maintenance	43
7.1 General	43
7.2 Maintenance	43
7.3 Inspection and testing	43
7.4 Diverter system piping	43
7.5 Manufacturer documentation	44
Bibliography	45

Foreword

This document (EN ISO 13354:2014) 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 November 2014, and conflicting national standards shall be withdrawn at the latest by November 2014.

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, Former Yugoslav Republic of Macedonia, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Malta, Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Romania, Slovakia, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey and the United Kingdom.

Endorsement notice

The text of ISO 13354:2014 has been approved by CEN as EN ISO 13354:2014 without any modification.

Introduction

Drilling into shallow-gas-bearing formations is a very delicate and challenging operation. If the drilling operations are seriously complicated by the reduced safety margin available between kick and loss, the situation in case of a gas influx becomes extremely hazardous, due to a combination of the following adverse factors.

- Shallow gas flows are extremely fast-developing events; there is only a short transition time between influx detection and well unloading, resulting in a reduced time for the driller to take the right decision, and leaving little room for error.
- Past blowout reports have disclosed the magnitude of severe dynamic loads applied to surface diverting equipment. One of the associated effects is erosion, which adds a high potential for fire and explosion due to flow impingement on rig facilities which gives the gas flow access to various sources of ignition.
- Many past shallow-gas kicks turned into uncontrolled blowouts due to the failure of former diverter systems installed several decades ago. Failure is seen as a result of the system's complexity, its lack of functional reliability and its inability to cope with the severe dynamic loads.
- Certain drilling supports are exposed to specific threats associated with shallow gas blowouts, e.g. risk of cratering, risk of ship-shaped vessel capsize.
- Unprepared or inadequately trained drilling crews experience a high level of stress when facing a violent shallow gas flow.

In the aftermath of shallow gas blowouts during the last four decades, comprehensive inquiries and reports have been carried out, in particular by the specialists involved in combating these events, and significant findings and conclusions have been published. In the meantime, the manufacturing industry has developed various equipment aimed at significantly improving the safety of shallow-gas drilling operations.

This International Standard has been prepared taking these aspects into consideration.

1 Scope

This International Standard specifies requirements for the selection of the diverter equipment for rigs used to drill shallow-gas-bearing formations. It covers both onshore and offshore drilling operations, and considers also the auxiliary equipment associated with floating rigs.

The specified requirements concern the following diverter equipment:

- annular sealing devices;
- vent outlets;
- diverter valves;
- diverter piping.

This International Standard highlights the concerns associated with the selection of a marine floating drilling support. It covers safety issues concerning key rig equipment, and important steps of action required prior to starting the drilling operations.

It provides only general guidelines regarding the response to be given to a shallow-gas flow.

2 Normative references

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

ISO 13533, *Petroleum and natural gas industries — Drilling and production equipment — Drill-through equipment*

API 16D (latest revision), *Specification for Control Systems for Drilling Well Control Equipment and Control Systems for Diverter Equipment*

3 Terms and definitions

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

3.1

actuator

device used to open or close a valve by means of applied manual, hydraulic, pneumatic or electrical energy

3.2

annular packing element

doughnut-shaped rubber/elastomer element that creates a seal in an annular preventer or diverter

Note 1 to entry: The annular packing element is displaced toward the bore centre by the upward movement of an annular piston.

3.3

annular sealing device

torus-shaped steel housing containing an annular packing element which facilitates closure of the annulus by constricting to seal on the pipe or kelly in the wellbore

Note 1 to entry: Some annular sealing devices also facilitate shutoff of the open hole.

3.4

bag preventer

device that can seal around any object in the wellbore or upon itself

Note 1 to entry: Compression of a reinforced rubber/elastomer packing element by hydraulic pressure creates the seal.

3.5

ball valve

valve that employs a rotating ball to open or close the flow passage

3.6

blowout

uncontrolled flow of well fluids and/or formation fluids from the wellbore or into lower-pressured subsurface zones

Note 1 to entry: When the uncontrolled flow of fluids goes into lower-pressured subsurface zones, it is termed an underground blowout.

3.7

blowout preventer stack

BOP stack

device that allows the well to be sealed to confine the well fluids in the wellbore

3.8

bottom-supported marine structure

drilling structure supported by the soil on the seabed while in the operating mode

Note 1 to entry: Rigs of this type include fixed platforms, submersibles, swamp barges and jack-up drilling rigs.

3.9

cleanout

point in the flow-line piping where the internal area of the pipe can be accessed to remove accumulated debris and drill cuttings

3.10

closing unit

assemblage of pumps, valves, lines, accumulators and other items necessary to open and close the BOP equipment and diverter system

3.11

control function

control system circuit (hydraulic, pneumatic, electrical, mechanical, or a combination thereof) used to operate the position selection of a diverter unit, BOP, valve or regulator

EXAMPLE Diverter "close" function, starboard vent valve "open" function.

3.12

control function

each position of a diverter unit, BOP or valve and each regulator assignment that is operated by the control system

3.13

diverter

device attached to the wellhead or marine riser to close the vertical access and to direct any flow into a set of vent lines and away from the drilling unit

3.14

diverter control system

assemblage of pumps, accumulators, manifolds, control panels, valves, lines, etc., used to operate the diverter system

3.15

diverter housing

permanent installation under the rotary table which houses the insert-type diverter assembly

3.16

diverter packer

annular sealing device of the diverter

3.17

diverter piping

vent lines of the diverter

3.18

diverter system

assemblage, comprising an annular sealing device, flow control means, vent system components and control system, which facilitates closure of the upward flow path of the well fluid and opening of the vent to the atmosphere

3.19

diverter unit

device that embodies the annular sealing device and its actuating means

3.20

drill floor substructure

foundation structure on which the derrick, rotary table, draw-works and other drilling equipment are supported

3.21

drilling spool

flanged joint placed between the BOP and casing-head that serves as a spacer or crossover

3.22

drill ship

self-propelled, floating, ship-shaped vessel equipped with drilling equipment

3.23

dump valve

device used to control bottom-riser annulus pressure by establishing direct communication with the sea

3.24

dynamically positioned drilling vessel

DP drilling vessel

drill-ship or semi-submersible drilling rig equipped with computer-controlled thrusters which enable it to maintain a constant position relative to a fixed point on the sea floor without the use of anchors and mooring lines while conducting floating drilling operations

3.25

elastomer

any of various elastic compounds or substances resembling rubber