

DIN EN ISO 13354

ICS 75.180.10

Einsprüche bis 2013-05-04

Entwurf**Erdöl- und Erdgasindustrie –
Shallow gas Diverterausrüstung (ISO/DIS 13354:2013);
Englische Fassung prEN ISO 13354:2013**

Petroleum and natural gas industries –
Shallow gas diverter equipment (ISO/DIS 13354:2013);
English version prEN ISO 13354:2013

Industries du pétrole et du gaz naturel –
Équipement de diversion pour gaz de surface (ISO/DIS 13354:2013);
Version anglaise prEN ISO 13354:2013

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2013-03-04 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

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

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal des DIN unter www.entwuerfe.din.de 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/stellungnahme oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an den Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG) im DIN, 10772 Berlin (Hausanschrift: Burggrafenstr. 6, 10787 Berlin).

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

Gesamtumfang 54 Seiten

Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG) im DIN

Nationales Vorwort

Dieses Dokument (prEN ISO 13354:2013) 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.

Dieser europäische Norm-Entwurf enthält unter Berücksichtigung des DIN-Präsidialbeschlusses 1/2004 nur die englische Originalfassung der ISO Norm.

Das Ausgabedatum des Europäischen Norm-Entwurfs stand zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses DIN-EN-ISO-Entwurfs noch nicht fest; der prEN ISO wird jedoch vom CMC unter der angegebenen prEN-Nummer demnächst zur CEN-Umfrage verteilt. Um der deutschen Öffentlichkeit eine möglichst lange Einspruchsfrist einzuräumen, wurde dieser Norm-Entwurf bereits vorab veröffentlicht.

Dieser Norm-Entwurf 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.

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

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden 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****Schließeinheit**

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

Divertersystem

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 Bezug auf den Meeresboden ohne Einsatz von Ankern und Ankertrossen (Festmacherleinen) ermöglichen

3.25

dynamisches Totpumpverfahren

planmäßiger Arbeitsgang zur Kontrolle einer eruptierenden Bohrung, indem in das Bohrloch eine Flüssigkeit mit ausreichender Dichte und mit einer ausreichenden Rate so eingepumpt wird, dass unter Anwendung der Übertage-Containmentausrüstung ein Totpumpen ohne vollständiges Verschließen der Bohrung erreicht wird

3.26

Elastomer

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

3.27

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

3.28

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

3.29**Förderleitung****Schüttelleitung**

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

3.30**Frac-Gradient der Formation**

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

3.31**Funktionstest**

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

3.32**Schieber****Absperrschieber**

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

3.33**Druck der Flüssigkeitssäule**

tatsächliche vertikale Länge einer Flüssigkeitssäule

3.34**hydrostatischer Druck**

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

3.35**innerer Rohrkörper**

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

3.36**Einsetz(typ)-Packer**

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

3.37**integriertes Ventil**

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

3.38**Verriegelung**

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

3.39**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 übermittle der Kelly ein Drehmoment, wobei sich das Bohrgestänge dreht.

3.40

Kick

(plötzlicher) Zufluss im Bohrloch

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

3.41

Totpumpspülung

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

3.42

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.

3.43

Spülungsverlust

Bohrspülungsverlust am Bohrloch

3.44

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

3.45

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

3.46

Spülungsleitung

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

3.47

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.

3.48

vor Beginn einer Bohrung

Zeitspanne vor Beginn der Bohraktivitäten

3.49

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

3.50

primäre Bohrlochsicherung

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

3.51**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

3.52**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.

3.53**Drehtisch**

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

3.54**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

3.55**Halbtaucher**

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

3.56**Landepunkt****Zielpunkt**

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

3.57**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

3.58**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

3.59**Ausblaseleitung****Entlastungsleitung**

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

3.60

Ventil der Ausblaseleitung

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

3.61

Auslass der Ausblaseleitung

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

3.62

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

3.63

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*

Petroleum and natural gas industries — Shallow gas diverter equipment (ISO 13354:2013)

Einführendes Element — Haupt-Element — Ergänzendes Element (ISO 13354:2013)

Industries du pétrole et du gaz naturel — Equipement de diversion pour gaz de surface (ISO 13354:2013)

ICS:

Descriptors:

Document type: European Standard
Document subtype:
Document stage: CEN Enquiry
Document language: E

STD Version 2.5a

Contents

	Page
Foreword.....	4
Introduction	5
1 Scope	6
2 Normative references	6
3 Terms and definitions	6
4 Diverter system equipment.....	11
4.1 General purpose	11
4.2 Findings of blowout reports	12
4.3 Applications of diverter systems	12
4.4 Design considerations — Land rigs and bottom-supported marine structures	12
4.4.1 General.....	12
4.4.2 Types of annular sealing devices in use	13
4.4.3 Vent outlets	17
4.4.4 Diverter valves	19
4.4.5 Diverter piping.....	20
4.4.6 The control system	23
4.4.7 Kill-line facility.....	23
4.4.8 Additional functions for the diverter system	23
4.5 Design considerations — Floating rigs	23
4.5.1 General.....	23
4.5.2 Annular sealing devices in use	24
4.5.3 Auxiliary diverter system equipment for riser drilling	26
4.5.4 Diverter outlets and valves	28
4.5.5 Diverter piping.....	28
4.5.6 Control system.....	29
5 Floating rigs — Specific aspects	29
5.1 Use of the marine riser.....	29
5.2 Additional functions of the diverter system	32
5.3 Comparison of types of floating support	32
5.3.1 Moored drill ships	32
5.3.2 DP drill-ships	33
5.3.3 Semi-submersibles	33
5.3.4 Conclusion	33
6 Preparation for shallow gas operations	35
6.1 Call for tender.....	35
6.2 Important issues	35
6.3 Pre-spud checks	36
6.3.1 Diesel engines and electrical equipment	36
6.3.2 Kick and loss detection.....	36
6.3.3 Offshore rescue	36
6.3.4 Offshore cooling recommendations	36
6.3.5 Offshore emergency-release requirements	36
6.3.6 Rig safety equipment	37
6.3.7 Safety precautions.....	37
6.3.8 Diverter system	37
6.4 Pre-spud meetings.....	38
6.5 Pre-spud drills.....	39
6.6 Preparing the response to a shallow-gas flow	39

6.6.1	General	39
6.6.2	Reminders	40
6.6.3	Basic well-control aspects	40
7	Diverter system maintenance	43
7.1	General	43
7.2	Certification and recertification	43
7.3	Diverter system piping	43
7.4	Manufacturer documentation	43
	Bibliography	44

Foreword

This document (prEN ISO 13354:2013) has been prepared by Technical Committee ISO/TC 67 "Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries" in collaboration with Technical Committee CEN/TC 12 "Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries" the secretariat of which is held by AFNOR.

This document is currently submitted to the parallel Enquiry.

Endorsement notice

The text of ISO/DIS 13354:2013 has been approved by CEN as prEN ISO 13354:2013 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 13533:2001, *Petroleum and natural gas industries — Drilling and production equipment — Drill-through equipment*

API 16D:2005, *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

EXAMPLES 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