

DIN EN ISO 13501

ICS 75.180.10

Ersatz für
DIN EN ISO 13501:2007-02**Erdöl- und Erdgasindustrie –
Bohrflüssigkeiten –
Beurteilung von Verarbeitungssystemen (ISO 13501:2011);
Englische Fassung EN ISO 13501:2011**

Petroleum and natural gas industries –
Drilling fluids –
Processing equipment evaluation (ISO 13501:2011);
English version EN ISO 13501:2011

Industries du pétrole et du gaz naturel –
Fluides de forage –
Évaluation des équipements de traitement (ISO 13501:2011);
Version anglaise EN ISO 13501:2011

Gesamtumfang 84 Seiten

Normenausschuss Erdöl- und Erdgasgewinnung (NÖG) im DIN

Nationales Vorwort

Dieses Dokument (EN ISO 13501:2011) wurde vom ISO/TC 67 „Materials, equipment and offshore structures for petroleum, petrochemical and natural gas industries“, Subkomitee SC 3 „Drilling and completion fluids, and well cements“ 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 109-00-01-03 AK „Bohrspülung und Zemente — Spiegel-ausschuss zu ISO/TC 67/SC 3“ 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 „°F“, „atm“, „bbl“, „ft“, „gal“, „in“, „lb“, „lb/ft³“, „lb/gal“, „lbf“, „poise“, „qt“, und „r/min“, die in Deutschland 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	Umrechnungsfaktor	
°F	°C	°C	= (5/9) (°F–32)
atm	Pa	1 atm	= 1,01325 · 10 ⁵ Pa
bbl	dm ³	1 bbl	= 158,987 dm ³
ft	m	1 ft	= 0,304 8 m
gal (galone)	l	1 gal	= 3,785 l
in (inch)	mm	1 inch	= 25,4 mm
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
lbf	N	1 lbf	= 4,448 222 N
poise	Pascal second	1 poise	= 0,1 Pa · s
qt (quart)	l	1 quart	= 0,946 l
r/min	min ⁻¹	1 r/min	= 1 min ⁻¹

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

ISO 3310-1	siehe	DIN ISO 3310-1
ISO 10414-1	siehe	DIN EN ISO 10414-1
ISO 10414-2	siehe	DIN EN ISO 10414-2

Änderungen

Gegenüber DIN EN ISO 13501:2007-02 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) Aktualisierung der Normativen Verweisungen;
- b) neue Formeln in 8.8 „Calculation of conductance“;
- c) neue Bilder 6 bis 9 in 11.3 „API Screen Designation Label examples“;
- d) 11.4 „Other screen lable and tags“ neu erarbeitet;
- e) neuer informativer Anhang B „Finder's method“;
- f) Aktualisierung des Literaturverzeichnisses.

Frühere Ausgaben

DIN EN ISO 13501: 2007-02

Nationaler Anhang NA (informativ)

Begriffe, Symbole und Abkürzungen

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

3 Begriffe, Definitionen, Symbole und Abkürzungen

3.1 Begriffe und Definitionen

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

3.1.1

Beimischungsabschnitt

Kammer(n) in einem über der Oberfläche befindlichen Bohrflüssigkeitssystem zwischen dem Beseitigungsabschnitt und dem Saugabschnitt, der (eine) gut gerührte Kammer(n) für die Beimischung der üblichen Stoffe umfasst, wie Chemikalien, notwendige Feststoffe und Flüssigkeiten

3.1.2

Rührwerk

mechanisches Rührgerät

mechanisch angetriebenes Mischgerät, das die Bohrflüssigkeit durch Drehung eines Flügelrads in Bodennähe der Spülschlammkammer rührt, um Zusatzstoffe unterzumischen, Feststoffe aufzulösen und eine gleichmäßige Konsistenz der Bohrflüssigkeit aufrecht zu erhalten

3.1.3

Sieböffnung

〈Siebgewebe〉 Öffnung zwischen den Drähten eines Siebgewebes

3.1.4

Sieböffnung

〈Siebfläche〉 Öffnung in einer Siebfläche

3.1.5

Scheitelpunkt

Öffnung am unteren Ende eines Zyklonfilters

3.1.6

API-Sand

〈physikalische Beschreibung〉 Partikel in einer Bohrflüssigkeit, die zu groß sind, um durch ein 74 µm großes Sieb hindurchströmen zu können (API-200-Sieb)

ANMERKUNG 1 Dessen Menge wird als Volumenanteil (Prozent) der Bohrflüssigkeit angegeben.

ANMERKUNG 2 Partikelgröße ist ein deskriptiver Begriff; die Partikel können Schiefer, Kalkstein, Holz, Gold oder jedes andere Material sein.

3.1.7**API-SiebKennziffer**

Kennziffer in einem API-System zur Benennung des D100-Trennbereichs eines Drahtsiebgewebes

ANMERKUNG 1 Sowohl Siebweite als auch Maschenzahl sind veraltete Begriffe und wurden durch die API-SiebKennziffer ersetzt.

ANMERKUNG 2 Der Begriff Siebweite wurde ehemals dazu verwendet, um die Anzahl der Sieböffnungen (und Anteile davon) je linearem Zoll in einem Sieb anzugeben, die ausgehend von der Mitte eines Drahtes in beide Richtungen gezählt wurde.

ANMERKUNG 3 Der Begriff Maschenzahl wurde ehemals dazu verwendet, den Feinheitsgrad eines quadratischen bzw. rechteckigen Drahtsiebes zu bezeichnen, z. B. kennzeichnet die Maschenzahl von 30×30 (oder oftmals 30 Maschen) ein quadratisches Siebgewebe, eine Bezeichnung von 70×30 Maschen kennzeichnet hingegen ein rechteckiges Siebgewebe.

ANMERKUNG 4 Siehe 9.6 für weitere Angaben.

3.1.8**Trägerplatte**

an der Rückseite des Siebgewebes/der Siebgewebe befestigte Stützplatte

3.1.9**Strömungsrichter****Leitblech**

in die Kammer eingebaute(s) Platte oder Hindernis, um die Strömungsrichtung der Flüssigkeit zu ändern

3.1.10**Baryt****Schwerspat**

natürliches Bariumsulfat (BaSO_4), das zur Erhöhung der Dichte von Bohrflüssigkeiten verwendet wird

ANMERKUNG Die internationale Norm-Anforderung ist die an eine Mindest-Dichte von 4,20 oder 4,10 für zwei Gütestufen des Baryts, aber es gibt keine Festlegung derart, dass der Stoff Bariumsulfat sein muss. Handelsüblicher Baryt nach ISO 13500 kann aus einem einzelnen Erz oder aus einem Erzgemisch hergestellt werden und kann im unverarbeiteten Zustand vorliegen oder durch Flotationsverfahren behandelt sein. Er kann mineralische Übergemengteile enthalten, die sich vom Bariumsulfat (BaSO_4) unterscheiden. Aufgrund mineralischer Fremdstoffe kann handelsüblicher Baryt Unterschiede in seiner Farbe aufweisen und sich von weiß-grau über grau bis rot oder braun erstrecken. Übliche mineralische Fremdstoffe sind Silicate, wie z. B. Quarz und Kieselerde, Carbonatverbindungen, wie z. B. Siderit und Dolomit sowie Metalloxid und Sulfidverbindungen.

3.1.11**Verstopfung**

Verringerung der offenen Fläche einer Siebfläche durch Haftsichtbildung oder Verfüllung

3.1.12**Haftmaterial**

Material, das zur Befestigung des Siebgewebes an einer Trägerplatte oder Stützplatte verwendet wird

3.1.13**Einfang**

Massenanteil von eingehenden Schwebstoffen, die zum Rückführstrom transportiert werden

ANMERKUNG Siehe Abschnitt 6.

3.1.14

Kreiselpumpe

Maschine zum Bewegen der Flüssigkeit durch eine Drehbewegung eines sich drehenden Flügelrads in einem Gehäuse mit einem zentralen Einlass und einem tangentialen Auslass

ANMERKUNG Die Flüssigkeit verläuft in einer anwachsenden Spirale vom Einlass in der Mitte hin zum Auslass, der sich tangential zum Flügelrad befindet. Im Ringraum zwischen den Flügelspitzen des Flügelrads und der Gehäusewand ist die Strömungsgeschwindigkeit ungefähr gleich der der Flügelradspitzen. Die Nutzarbeit wird von der Pumpe erzeugt, wenn ein Teil der sich drehenden Flüssigkeit über den tangentialen Auslass des Gehäuses aus dem Pumpensystem hinausströmt. Die Motorleistung wird ausgenutzt, um die durch den Einlass strömende Flüssigkeit auf die Strömungsgeschwindigkeit der Flüssigkeit im Ring zu beschleunigen. Ein Teil der Motorleistung geht aufgrund von Reibung der Flüssigkeit im Gehäuse und am Flügelrad verloren.

3.1.15

Zentrifuge

Gerät, das durch eine äußere Kraft in Drehbewegung versetzt wird, mit dem Ziel, Materialien unterschiedlicher Massen (in Abhängigkeit von der relativen Dichte und der Partikelgröße) vom Schlamm zu trennen, auf den die Drehbewegung hauptsächlich durch die sich drehenden Gehäusewände übertragen wird

ANMERKUNG In einer gewichteten Bohrflüssigkeit wird eine Zentrifuge üblicherweise dazu verwendet, kolloidale Feststoffe zu beseitigen.

3.1.16

Kontrollabschnitt

Saugabschnitt

letzter aktiver Abschnitt im über der Oberfläche befindlichen System, der die Pumpe der Bohranlage und den Mischtrichter für Spülschlammansaugung umfasst und im günstigsten Fall groß genug ist, um die Eigenschaften der Bohrflüssigkeit zu prüfen und zu regeln bevor die Bohrflüssigkeit in das Bohrloch gepumpt wird

3.1.17

Tonmineral

unterschiedlich gefärbte, weiche Erde, im Allgemeinen wasserhaltiges Silikat von Tonerde

ANMERKUNG Tonminerale sind im Wesentlichen wasserunlöslich, dispergieren jedoch unter Hydratation, Vermahlung, Erwärmung oder Geschwindigkeitseinwirkung. Die Partikelgröße von Tonmineralen kann von Submikrometer bis über 100 µm variieren.

3.1.18

Tonpartikel

kolloidale Partikel des Tonminerals mit höchstens 2 µm oberflächenequivalentem Kugeldurchmesser

ANMERKUNG Siehe **kolloidaler Feststoff** (3.1.21).

3.1.19

Beschichtung

〈Substanz〉 auf Oberflächen anhaftendes Material zur Änderung der Oberflächeneigenschaften

ANMERKUNG Siehe **Verstopfung** (3.1.11).

3.1.20

Beschichtung

〈physikalisches Verfahren〉 Verfahren bei dem das Material eine dünne Schicht bildet, die die Öffnungen des Siebgewebes überdeckt

ANMERKUNG Siehe **Verstopfung** (3.1.11).

3.1.21**kolloider Feststoff**

Partikel mit einem Durchmesser von weniger als 2 µm

ANMERKUNG Dieser Begriff wird im Allgemeinen als Synonym für Tonpartikelgröße verwendet.

3.1.22**Strömungsleitwert**

Durchlässigkeit je Dickeneinheit eines statischen (nicht in Bewegung befindlichen) Schüttelsiebgewebes

ANMERKUNG Der Strömungsleitwert wird in der Einheit kiloDarcy je Millimeter angegeben.^{N1)}

3.1.23**Bohrklein**

Gesteinsstücke, die durch die Bohrkronen verdrängt und in der Bohrflüssigkeit an die Oberfläche transportiert werden

ANMERKUNG In der Praxis werden alle durch das Schüttelsieb beseitigten Feststoffe als „Bohrklein“ bezeichnet, wobei ein Teil davon gelöst sein kann.

3.1.24**D100-Trennung**

Partikelgröße, angegeben in Mikrometer, bestimmt durch Auftragung des prozentualen Anteils einer Aluminiumoxidprobe, die durch das Prüfsieb gegen einen zurückgehaltenen kumulativen Massenanteil (angegeben in Prozent) getrennt wurde, im Vergleich zur US-amerikanischen Sieböffnung (angegeben in Mikrometer) zur Siebanalyse der zu prüfenden Aluminiumoxidprobe

ANMERKUNG 100 % der Partikel, die größer sind als die D100-Trennung, werden vom Prüfsieb zurückgehalten.

3.1.25**Dekantierzentrifuge**

Zentrifuge, die durch Drehbewegung der Flüssigkeit in einer zylinderförmigen Trommel mit hoher Geschwindigkeit Feststoffe aus einem Aufgabegut aus Schlamm entfernt und die größeren Partikel als feuchtes Unterlaufprodukt abführt

ANMERKUNG Kolloidale Feststoffe werden zusammen mit dem flüssigen Überlauf oder leichtem Schlamm abgeführt. Die Dekantierzentrifuge verfügt über eine innenliegende Förderschnecke, die Feststoffe, die sich an den Wänden der Trommel abgesetzt haben, aus dem Flüssigkeitssammelbecken hinaus zum Unterlauf befördert.

3.1.26**Dichte**

Masse geteilt durch Volumen

ANMERKUNG 1 In SI-Einheiten wird die Dichte in Kilogramm je Kubikmeter angegeben. Bei den im amerikanischen Sprachraum üblichen Einheiten wird sie in Pounds je Gallone oder Pounds je Kubikfuß angegeben.

ANMERKUNG 2 Die Dichte der Bohrflüssigkeit wird im Allgemeinen als „Bohrflüssigkeitsmasse“ oder „Spülschlamm-masse“ bezeichnet.

N1) Nationale Fußnote: Das Darcy ist keine SI-Einheit, aber kiloDarcy je Millimeter (kD/mm) ist die für diese Internationale Norm empfohlene Einheit. Die SI-Einheit der Durchlässigkeit in Bezug auf die Flüssigkeitsströmung ist als Betrag der Durchlässigkeit definiert, die den Durchfluss von 1 m³ Flüssigkeit mit einer Viskosität von 1 Pascal je Sekunde durch einen 1 m dicken Abschnitt mit einem Querschnitt von 1 m² in 1 Sekunde bei einem Druckunterschied von 1 Pascal zulässt. Demzufolge sind die SI-Einheiten der Durchlässigkeit in Quadratmeter angegeben: 1 m² = 1,01325 × 10¹² Darcy.

3.1.27

Entsander

Zyklonfilter mit einem Innendurchmesser von mindestens 152 mm (6 Zoll), der einen großen Anteil der Partikel mit einem Durchmesser von mindestens 74 µm aus der Bohrflüssigkeit entfernt

3.1.28

Desilter

Zyklonfilter mit einem Innendurchmesser von weniger als 152 mm (6 Zoll)

3.1.29

Verdünnung

Verfahren zur Verringerung des Gehalts an erbohrten Feststoffen im Schlamm durch Hinzugeben von anderen Stoff(en), außer erbohrten Feststoffen, üblicherweise reine Bohrflüssigkeit

3.1.30

Verdünnungsfaktor

k

Verhältnis des tatsächlichen Volumens der reinen Bohrflüssigkeit, die erforderlich ist, um die beabsichtigte Konzentration der erbohrten Feststoffe beizubehalten, zum Volumen der Bohrflüssigkeit, die erforderlich ist, um den gleichen Anteil der erbohrten Feststoffe über die gleiche festgelegte Bohrstrecke beizubehalten, ohne ein System zur Beseitigung der erbohrten Feststoffe

3.1.31

erbohrte Feststoffe

Formationsfeststoffe, die in das Bohrflüssigkeitssystem eindringen, entweder durch die Bohrkronen oder die Bohrlochwand verursacht

3.1.32

Anteil erbohrter Feststoffe

mittlerer Volumenanteil erbohrter Feststoffe, die über eine festgelegte Bohrstrecke in der Bohrflüssigkeit erhalten bleiben

3.1.33

System zur Beseitigung von erbohrten Feststoffen

Ausrüstungsteile und Verfahren, die beim Bohren eines Bohrlochs angewendet werden und die die im Bohrloch erzeugten und die in der Bohrflüssigkeit enthaltenen Feststoffe beseitigen

ANMERKUNG Diese Verfahren schließen das Absetzen, Sieben, Entsanden, Entschlammen, Zentrifugieren und die Ausschüttung ein.

3.1.34

Leistungsfähigkeit des Systems zur Beseitigung von erbohrten Feststoffen

Maß der Beseitigung von erbohrten Feststoffen durch Übertageausrüstung zur Feststoffprüfung

ANMERKUNG Die Berechnung basiert auf einem Vergleich zwischen der Verdünnung, die erforderlich ist, um den erwünschten Gehalt an erbohrten Feststoffen beizubehalten, und der Verdünnung, die erforderlich gewesen wäre, wenn keine erbohrten Feststoffe entfernt worden wären.

3.1.35

Bohrflüssigkeit

Flüssigkeit oder Schlamm, die/der am Bohrstrang entlang herunter- und im Ringraum eines Bohrlochs während der Bohrarbeiten hochgepumpt wird

3.1.36**Ejektor**

〈Flüssigkeitsströmung〉 Gerät, das eine Flüssigkeitsströmung verwendet, die unter Hochdruck aus einer Strahldüse durch einen Ringraum austritt, um einen Niederdruckbereich zu erschaffen

ANMERKUNG Bei geeigneter Anordnung kann er entgaste Bohrflüssigkeit durch einen Vakuum-Entgaser herauspumpen oder Feststoffe durch einen Mischtrichter ziehen.

3.1.37**Ejektor**

〈Druckstrahldüse〉 Gerät, das eine Hochgeschwindigkeitsdüse verwendet, um einen Niederdruckbereich zu erschaffen, der Flüssigkeit oder Trockenstoffe anzieht, um sie mit der Bohrflüssigkeit zu vermischen

ANMERKUNG Die Verwendung einer Hochgeschwindigkeitsdüse zur Erzeugung eines Niederdruckbereichs wird als Bernoulli-Prinzip bezeichnet.

3.1.38**Abfluss**

Abgabe einer Flüssigkeit, im Allgemeinen eine Strömung, nachdem einige Trennverfahren und Aufbereitungsverfahren vorgenommen wurden

3.1.39**Ausgleichsvorrichtung**

Öffnung für den Zulauf zwischen den Kammern in einem über der Oberfläche befindlichen Flüssigkeitsspeichersystem, die es ermöglicht, dass alle Kammern denselben Flüssigkeitsstand halten

3.1.40**Durchlasskapazität**

Geschwindigkeit, mit der die Ausrüstung, wie beispielsweise ein Schüttelsieb, die Bohrflüssigkeit und Feststoffe verarbeiten kann

ANMERKUNG Sie stellt eine Funktion mehrerer Variablen dar, einschließlich der Ausführung, Gestaltung und Bewegung des Schüttelsiebs, Rheologie der Bohrflüssigkeit, Feststoffbelastung und Verstopfen durch Grenzpartikel.

3.1.41**Förderleitung**

Rohrleitung, durch die die Bohrflüssigkeit vom Bohrkopf zum über der Oberfläche befindlichen Bohrflüssigkeitssystem geleitet wird

3.1.42**Förderrate****Durchflussmenge**

Volumen der Flüssigkeit oder des Schlamms, das sich in einer Zeiteinheit durch ein Rohr bewegt

ANMERKUNG Die Förderrate wird in Kubikmeter je Minute, Gallonen je Minute, Barrel je Minute usw. angegeben.

3.1.43**Schaum**

〈Phasen-System〉 2-Phasen-System, vergleichbar mit einer Emulsion, in der die dispergierte Phase Luft oder Gas ist

3.1.44**Schaum**

〈Schwimmstoffe〉 auf der Oberfläche der Bohrflüssigkeit schwimmende Blasen

ANMERKUNG Die Blasen sind üblicherweise sauerstoffreduzierte Bohrflüssigkeit, können jedoch auch Trägergase sein.

3.1.45

zäher Ton

Bohrklein, das sich anhäuft und eine klebrige Masse bildet, wenn es im Bohrloch hinaufbewegt wird

3.1.46

Druckhöhe

Höhe, die eine Flüssigkeitssäule in einem erweiterbaren Rohr erreichen würde, wenn das Rohr an der bestimmungsgemäßen Stelle befestigt ist

ANMERKUNG Die Druckhöhe an der Sohle eines 300 m (1 000 ft) tiefen Bohrlochs beträgt 300 m (1 000 ft), jedoch ist der Druck an dieser Stelle abhängig von der Dichte der Bohrflüssigkeit im Bohrloch.

3.1.47

Feststoffe mit hoher relativer Dichte

der Bohrflüssigkeit hinzugefügte Feststoffe, um besonders die Dichte der Bohrflüssigkeit zu erhöhen

ANMERKUNG Die gängigsten Stoffe sind Baryt (relative Dichte = 4,2) und Hämatit (relative Dichte = 5,05).

3.1.48

Hakenband

Haken an der Kante des Siebabschnitts eines Schüttelsiebs, die die Spannelemente zur Aufhängung des Siebs aufnehmen

3.1.49

Mischtrichter

Mischtrichter für Spülschlammansaugung

großes trichterförmiges oder kegelförmiges Gerät, in das trockene Mischungsbestandteile gekippt werden, um die Mischungsbestandteile gleichmäßig mit den Flüssigkeiten oder dem Schlamm zu vermischen, die durch den unteren Abschnitt des Kegels strömen

3.1.50

Zyklonfilter

Abscheidetrichter

Nasszyklon

Gerät zur Trennung von Flüssigkeit und Feststoffen, das die Zentrifugalkraft zum Absetzen verwendet

ANMERKUNG Die Flüssigkeit strömt tangential ein und dreht sich im Zyklonfilter. Die Feststoffe mit einer höheren Masse setzen sich an den Wänden des Zyklonfilters ab und bewegen sich abwärts bis sie am Scheitelpunkt des Zyklonfilters abgeführt werden. Die sich drehende Flüssigkeit bewegt sich teilweise im Zyklonfilter abwärts und bewegt sich zurück, um an der Oberseite des Zyklonfilters durch ein Tauchrohr auszuströmen.

3.1.51

Flügelrad

Schleuderscheibe in einer Kreiselpumpe mit vorstehenden Schaufeln zur Beschleunigung der Flüssigkeit im Pumpengehäuse

3.1.52

Rohrverteiler

Länge der Rohrleitung mit mehreren Anschlüssen zum Ansammeln oder Verteilen der Bohrflüssigkeit

3.1.53

Marsh-Trichter-Viskosität

Trichter-Viskosität

Viskosität, die mit dem Gerät gemessen wird, das zur Überwachung der Bohrflüssigkeit verwendet wird

ANMERKUNG 1 Ein Marsh-Trichter ist ein kegelförmiger Behälter mit einer feststehenden Ausflussöffnung an der Unterseite, sodass, wenn er mit 1 500 cm³ frischem Wasser gefüllt wird, 946 cm³ (ein Quart) in 26 s abfließen. Er wird ausschließlich für Vergleichswerte verwendet und nicht um Probleme mit der Bohrflüssigkeit zu erkennen.

ANMERKUNG 2 Siehe ISO 10414-1 oder ISO 10414-2.

ANMERKUNG 3 Für die Anwendung dieser Internationalen Norm entspricht API RP 13B-1 der Norm ISO 10414-1 und API RP 13B-2 entspricht ISO 10414-2.

3.1.54

Spülschlamm

Schlamm aus unlöslichen und löslichen Feststoffen entweder in einer kontinuierlichen Wasser- oder Synthese- oder Ölphase

ANMERKUNG Siehe **Bohrflüssigkeit** (3.1.35).

3.1.55

Spülungswaage

zur Bestimmung der Dichte der Bohrflüssigkeit verwendete Balkenwaage

ANMERKUNG 1 Siehe ISO 10414-1 oder ISO 10414-2.

ANMERKUNG 2 Für die Anwendung dieser Internationalen Norm entspricht API RP 13B-1 der Norm ISO 10414-1 und API RP 13B-2 entspricht ISO 10414-2.

3.1.56

Sandseparator

Kombination aus Zyklonfiltern und Sieben in Reihe mit dem Unterlauf der Zyklonfilter

ANMERKUNG Der Überlauf des Zyklonfilters strömt zurück in die Bohrflüssigkeit, während der Unterlauf der Zyklonfilter durch ein Streusieb verarbeitet wird. Das Sieb besitzt üblicherweise eine Größe von API 150 oder feiner. Die aufgefundenen Feststoffe im Sieb werden verworfen und die Flüssigkeit und die Feststoffe, die das Sieb passieren, werden in die Bohrflüssigkeit zurückgeführt.

3.1.57

Spülschlammkammer

Unterteilung des Beseitigungsabschnitts, Beimischungsabschnitts oder Kontroll-/Saugabschnitts eines über der Oberfläche befindlichen Systems

3.1.58

Spülungskanone

eingetauchte Düse zum Rühren der Bohrflüssigkeit mit einem Hochgeschwindigkeitsstrom

3.1.59

Grenzpartikel

Partikel, deren Größe ähnlich der der Öffnungen im Sieb ist, durch das deren Durchlauf bewertet wird

3.1.60

Bohrflüssigkeit auf Ölbasis

Bohrflüssigkeit, in der die kontinuierliche Phase mit Wasser unmisierbar ist und Wasser oder Sole die dispergierte Phase darstellen

ANMERKUNG Bohrflüssigkeiten auf Ölbasis werden im Allgemeinen als nichtwässrige Bohrflüssigkeiten bezeichnet bzw. als NAF (en: non-aqueous drilling fluid).

3.1.61

Überlauf

Zentrifugat

Ablaufstrom der zentrifugalen Trennung, der einen höheren prozentualen Anteil an Flüssigkeiten aufweist als das Aufgabegut

3.1.62

Partikel

von Feststoffen getrennte Einheit, die aus einem einzelnen Korn oder aus beliebig vielen zusammenhängenden Körnern besteht

3.1.63

Korngrößenverteilung

Einteilung der Feststoffpartikel nach Masse oder Nettovolumen in jeden der verschiedenen Größenbereiche als prozentualer Anteil der gesamten Feststoffe sämtlicher Größen in einer Flüssigkeitsprobe

3.1.64

plastische Viskosität

Maß der Viskosität mit einer hohen Schergeschwindigkeit, die von der Anzahl, Form und Größe der Feststoffe sowie von der Viskosität der Flüssigkeitsphase abhängig ist

ANMERKUNG 1 Die plastische Viskosität wird durch Subtraktion des Ablesewertes am Rotationsviskosimeter bei 300 U/min vom Ablesewert am Rotationsviskosimeter bei 600 U/min berechnet.

ANMERKUNG 2 Siehe ISO 10414-1 oder ISO 10414-2.

ANMERKUNG 3 Für die Anwendung dieser Internationalen Norm entspricht API RP 13B-1 der Norm ISO 10414-1 und API RP 13B-2 entspricht ISO 10414-2.

ANMERKUNG 4 Die plastische Viskosität wird als SI-Einheit in Pascalsekunde oder als USC-Einheit in Centipoise angegeben.

3.1.65

Verfüllung

Verkeilen oder Verklemmen der Aussparungen im Siebgewebe durch Grenzpartikel, was den Durchtritt von Feingutpartikeln verhindert und zum **Verstopfen** (3.1.11) des Siebs führt

3.1.66

Triptank

Kammer oder Nebentank eines Schüttelsiebs, in das/den die Förderleitung abfließt und aus dem die Bohrflüssigkeit entweder dem Sieb zugeführt oder um dieses herumgeführt wird, sofern erforderlich

3.1.67

Beseitigungsabschnitt

erster Abschnitt im über der Oberfläche befindlichen Bohrflüssigkeitssystem, bestehend aus einer Reihe von Kammern zur Beseitigung von Gas und unerwünschten Feststoffen

3.1.68

Retorte

Gerät zur Destillation von Öl, Wasser und anderen flüchtigen Stoffen einer Bohrflüssigkeit

ANMERKUNG 1 Die Menge der flüchtigen Flüssigkeit wird zur Bestimmung des Öl-, Wasser- und Feststoffgehaltes als prozentualer Volumenanteil verwendet, der als prozentualer Anteil angegeben wird.

ANMERKUNG 2 Siehe ISO 10414-1 oder ISO 10414-2.

ANMERKUNG 3 Für die Anwendung dieser Internationalen Norm entspricht API RP 13B-1 der Norm ISO 10414-1 und API RP 13B-2 entspricht ISO 10414-2.

3.1.69

Absetztank

erste Kammer in einem über der Oberfläche befindlichen System und die einzige Kammer, die unbewegt oder ungerührt ist und als Kammer für Ablagerungen vorgesehen ist

3.1.70**Siebgewebe**

Art der Sieboberfläche, die in quadratischen, rechteckigen oder schlitzförmigen Aussparungen geflochten ist

3.1.71**Siebung**

mechanischer Vorgang, bei dem die Partikel aufgrund ihrer Größe durch Aufnahme oder Abweisung durch die Sieboberfläche getrennt werden

3.1.72**Schüttelsieb**

mechanische Vorrichtung, die Bohrklein und große Feststoffe von der Bohrflüssigkeit trennt

ANMERKUNG Das Trennverfahren kann ein Streusieb, ein rotierendes zylindrisches Sieb usw. umfassen.

3.1.73**Sieb**

Laborsieb mit Maschendraht oder elektronisch gestanzten Löchern mit einer angegebenen Größe

3.1.74**Analysesiebung**

Einteilung nach Masse der Feststoffpartikel, die bei zunehmender Maschenweite durch eine Folge von Sieben passieren oder darin zurückgehalten werden

ANMERKUNG Die Analysesiebung kann mittels Nass- oder Trockenverfahren durchgeführt werden.

3.1.75**Anmischtank**

kleine Kammer, üblicherweise an die Saugkammer angrenzend, zum Vermischen besonderer Flüssigkeiten, um sie die Bohrung herunterzupumpen

ANMERKUNG Anmisch tanks werden meist verwendet, um geringe volumenbezogene Mengen gewichteter Bohrflüssigkeit vorzubereiten, bevor ein Bohrgestänge aus dem Bohrloch herausbewegt wird.

3.1.76**Saugkammer**

Bereich des Kontroll-/Saugabschnitts, der die Bohrflüssigkeit an die Saugvorrichtung der Bohrflüssigkeitspumpen abgibt

ANMERKUNG Im Allgemeinen ist eine Saugkammer eine beliebige Kammer, aus der die Pumpe Flüssigkeit entziehen kann.

3.1.77**Sumpf**

Mulde oder untere Kammer unterhalb des untersten Schüttelsiebs

3.1.78**Vorspannen**

Dehnen einer Sieboberfläche eines Schüttelsiebs bis zu einer geeigneten Spannung, wobei es in den Siebrahmen eingesetzt wird

3.1.79**Gesamtverdünnung**

Volumen der Bohrflüssigkeit, das hergestellt werden würde, um einen festgelegten Volumenanteil von erbohrten Feststoffen über eine festgelegte Bohrstrecke zu erhalten, wenn kein System zur Beseitigung der erbohrten Feststoffe vorhanden wäre

3.1.80

gesamte unverstopfte Siebfläche

unverstopfter Netto-Bereich, der den Durchfluss der Flüssigkeit durch ein Sieb erlaubt

ANMERKUNG 1 Die gesamte unverstopfte Siebfläche wird in Quadratmeter (Quadratfuß) angegeben.

ANMERKUNG 2 Einige Siebausführungen können bis zu 40 % der Brutto-Siebbodenfläche von der Flüssigkeitsströmung ausschließen, bedingt durch die Trägerplatten- und Haftmaterialverstopfung.

3.1.81

Triptank (zum Messen)

geliteter und kalibrierter Behälter, der dazu verwendet wird, Füll- und Fördervolumen zu bestimmen, wenn die Rohrleitung hinausgezogen und in das Bohrloch gesteckt wird

ANMERKUNG Eine genaue Betrachtung ermöglicht eine frühe Erkennung von Formationsflüssigkeit, die in das Bohrloch eindringt sowie von Bohrflüssigkeitsverlust an eine Formation.

3.1.82

Unterlauf

〈Zentrifugalabscheider〉 Ablaufstrom von einem Zentrifugalabscheider, der einen prozentual höheren Anteil an Feststoffen enthält als das Aufgabegut

3.1.83

Unterlauf

〈Siebabscheider〉 Ablaufstrom von einem Siebabscheider, der einen prozentual geringeren Anteil an Feststoffen enthält als das Aufgabegut

3.1.84

unverschlossen

freier Bereich einer Siebaussparung

3.1.85

ungewichtete Bohrflüssigkeit

Bohrflüssigkeit, die keine der üblichen Feststoffe enthält, die mit dem Ziel ergänzt werden, die Dichte der Bohrflüssigkeit zu erhöhen

3.1.86

Viskosität

Verhältnis von Scherspannung zu Schergeschwindigkeit

ANMERKUNG 1 Die Viskosität wird als SI-Einheit in Pascalsekunde angegeben; als USC-Einheit wird die Viskosität in Centipoise angegeben.

ANMERKUNG 2 Wird die Scherspannung im Zentimeter-Gramm-Sekunden-Einheitensystem (Dyn je Quadrat-zentimeter) und die Schergeschwindigkeit in reziproken Sekunden angegeben, wird die Viskosität in Poise (P) angegeben.
 $1 \text{ P} = 1 \text{ dyn}\cdot\text{s}/\text{cm}^2 = 1 \text{ g}\cdot\text{cm}^{-1}\cdot\text{s}^{-1} = 10^{-1} \text{ Pa}\cdot\text{s}$; $1 \text{ cP} = 1 \text{ mPa}\cdot\text{s}$.

3.1.87

Volumen der erbohrten Feststoffe

Volumen der Feststoffe, die über einen festgelegten Zeitraum erbohrt wurden

3.1.88

Wirbel

zylinderförmiger oder kegelförmig Kern aus Luft oder Dampf entlang der Mittelachse des sich drehenden Schlamms in einem Zyklonfilter

3.1.89**Bohrflüssigkeit auf Wasserbasis**

Bohrflüssigkeit, in der Wasser das Suspensionsmittel für Feststoffe und die kontinuierliche Phase darstellt, unabhängig davon, ob Öl vorhanden ist oder nicht

3.1.90**gewichtete Bohrflüssigkeit**

Bohrflüssigkeit, zu der Feststoffe hinzugefügt wurden, um die Dichte der Bohrflüssigkeit zu erhöhen

3.1.91**Beschwerungsmaterial**

Feststoffe, die dazu verwendet werden, die Dichte der Bohrflüssigkeit zu erhöhen

ANMERKUNG Dieses Material ist üblicherweise Baryt oder Hämatit und kann für spezielle Anwendungen auch Kalkstein sein.

3.2 Symbole und Abkürzungen**3.2.1 Symbole**

A	Querschnittsfläche, angegeben in Quadratzentimeter
C	Strömungsleitwert des Siebgewebes, angegeben in kiloDarcy je Millimeter (kD/mm)
h	Druckhöhe, angegeben in Meter
h_T	Prüfhöhe, angegeben in Millimeter (Zoll)
k	Verdünnungsfaktor
K	Konstante der Proportionalität oder Durchlässigkeit, angegeben in Darcy
L	Länge des porösen Mediums, angegeben in Zentimeter
m_1	Masse des leeren Behälters, angegeben in Gramm
m_2	Masse des Behälters einschließlich der Probe, angegeben in Gramm
m_3	Masse des getrockneten/erhitzten Behälters, angegeben in Gramm
m_s	Masse der Probe
p	Druck, angegeben in Kilopascal
Δp	Druckdifferenz, angegeben in Atmosphären
q	Durchfluss durch ein poröses Medium, angegeben in Kubikzentimeter je Sekunde
V_a	Volumen des gesamten Bohrflüssigkeitssystems, angegeben in Kubikmeter (Gallonen)
V_b	Volumen der Grundflüssigkeit, die dem Bohrflüssigkeitssystem zugeführt wird, angegeben in Kubikmeter (Gallonen)
V_c	aufgebautes Volumen der Bohrflüssigkeit, angegeben in Kubikmeter (Gallonen)

V_d	Volumen der erbohrten Feststoffe, angegeben in Kubikmeter (Gallonen)
V_e	Volumen der Gesamtverdünnung, angegeben in Kubikmeter (Gallonen)
V/t	Durchflussrate (Volumen je Zeit), angegeben in m ³ /h, (gal/min)
w	Massenanteil, angegeben als Dezimalanteil
w_a	Massenanteil der entfernten eingeschlossenen Feststoffe, angegeben als prozentualer Anteil
w_1	Massenanteil der eingeschlossenen Feststoffe im Aufgabegut auf dem Weg zu einem Teil der Trennausrüstung, angegeben als Dezimalanteil
w_2	Massenanteil der eingeschlossenen Feststoffe im Überlauf aus einem Teil der Trennausrüstung kommend, angegeben als Dezimalanteil
w_3	Massenanteil der eingeschlossenen Feststoffe im Unterlauf aus einem Teil der Trennausrüstung kommend, angegeben als Dezimalanteil
w_4	Massenanteil des Beschwerungsmaterials, angegeben als Dezimalanteil
w_5	Massenanteil der Leicht-Feststoffe, angegeben als prozentualer Anteil
η	Wirkungsgrad, Leistung des Systems zur Beseitigung der erbohrten Feststoffe
φ_a	Volumenanteil der Grundflüssigkeit des gesamten Bohrflüssigkeitssystems, V_a , durch Retorten- und Salzgehaltsmessung bestimmt, angegeben als prozentualer Anteil
φ_b	Volumenanteil der erbohrten Feststoffe des gesamten Bohrflüssigkeitssystems, V_a , durch Retorten-, Salzgehalts- und Bentonitmessung bestimmt, angegeben als prozentualer Anteil
μ	Viskosität der Flüssigkeit, angegeben in Centipoise
ρ	Dichte des Öls oder der Bohrflüssigkeit, angegeben in kg/m ³ (lb/gal, lb/ft ³)
ρ_1	relative Dichte von abgetrennten Feststoffen (siehe 6.7 und 6.8)
ρ_2	relative Dichte von Beschwerungsmaterial (siehe 6.7 und 6.8)

3.2.2 Abkürzungen

ACS	American Chemical Society
AIO	Aluminiumoxid (Al_2O_3) mit einer relativen Dichte von 3,5 bis 3,9
API	American Petroleum Institute
ASTM	American Society for Testing and Materials
AWWA	American Water Works Association
CAS	Chemical Abstracting Services (Unternehmensbereich der ACS)
PVC	Polyvinylchlorid
SI	Internationales System (von Einheiten)
USC	United States Customary (im amerikanischen Sprachraum übliche Einheiten)

Nationaler Anhang NB (informativ)

Literaturhinweise

DIN ISO 3310-1, *Analysensiebe — Technische Anforderungen und Prüfung — Teil 1: Analysensiebe mit Metalldrahtgewebe*

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

DIN EN ISO 10414-2, *Erdöl- und Erdgasindustrie — Feldprüfung von Bohrflüssigkeiten — Teil 2: Flüssigkeiten auf Ölbasis*

English Version

Petroleum and natural gas industries —
Drilling fluids —
Processing equipment evaluation
(ISO 13501:2011)

Industries du pétrole et du gaz naturel —
Fluides de forage —
Évaluation des équipements de traitement
(ISO 13501:2011)

Erdöl- und Erdgasindustrie —
Bohrflüssigkeiten —
Bewertung von Messgeräten
(ISO 13501:2011)

This European Standard was approved by CEN on 25 May 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.....	5
Introduction	6
1 Scope	7
2 Normative references	7
3 Terms, definitions, symbols and abbreviated terms.....	7
3.1 Terms and definitions	7
3.2 Symbols and abbreviated terms	17
3.2.1 Symbols	17
3.2.2 Abbreviated terms	18
4 Requirements	19
5 System performance of drilled-solids removal	19
5.1 Principle.....	19
5.2 Apparatus	19
5.3 Sampling	20
5.4 Procedure	21
5.4.1 Suction pit drilling fluid density chloride content, and solids by retort	21
5.4.2 Base fluid additions to the drilling fluid	21
5.4.3 Base fluid fraction.....	21
5.4.4 Drilled-solids fraction.....	21
5.4.5 Volume of drilling fluid built	22
5.4.6 Excavated volume of solids drilled.....	22
5.4.7 Total dilution	22
5.4.8 Dilution factor.....	23
5.4.9 Calculation of drilled-solids removal system performance	23
6 Rigsite evaluation of drilled-solids management equipment	24
6.1 Principle.....	24
6.2 Application	24
6.3 Sampling of streams for capture analysis	25
6.4 Determination of mass fraction (percent) solids	25
6.5 Calculation of capture	26
6.6 Interpretation of results	26
6.7 Procedure for characterizing removed solids	27
6.8 Calculation of mass fraction (percent) of low-gravity solids	27
6.9 Particle size assessment on removed solids	28
6.10 Economics.....	28
6.10.1 Unweighted drilling fluids	28
6.10.2 Weighted drilling fluids	28
7 Practical operational guidelines.....	28
7.1 Principle.....	28
7.2 Apparatus	28
7.3 Procedure for design and operation.....	29
7.3.1 General.....	29
7.3.2 Flow line.....	29
7.3.3 Tank.....	29
7.3.4 Process rate	29
7.3.5 Surface tank	30
7.3.6 Sand trap	30

	Page
7.3.7 Removal section	31
7.3.8 Flow direction	31
7.3.9 Tank agitation	32
7.3.10 Fluid routing	32
7.4 Design of shale shakers	32
7.5 Operation of shale shakers	33
7.6 Design of degassers	33
7.7 Operation of degassers	34
7.8 Design of desanders and desilters	34
7.9 Design of mud cleaners	35
7.10 Design of centrifuges	36
7.11 Use of addition sections	36
7.12 Use of drilling fluid mixing and blending equipment	36
7.13 Use of suction section	37
7.14 Use of discharge section	37
8 Conductance of shale shaker screens	37
8.1 Principle	37
8.2 Principle of conductance	37
8.2.1 General	37
8.2.2 Darcy's law	37
8.3 Apparatus for measurement of conductance	39
8.4 Procedure for calibrating fluid	40
8.5 Procedure for flow test	40
8.6 Procedure for measuring pressure drop	40
8.7 Procedure for conductance test	41
8.8 Calculation of conductance	41
9 Shale shaker screen designation	43
9.1 Principle	43
9.2 Apparatus	44
9.3 Preparation of aluminium oxide test media	46
9.3.1 Preparation of aluminium oxide cuts	46
9.3.2 Preparation of sample for test range	46
9.4 Preparation of test screen	48
9.5 Test procedure	48
9.6 Calculation of D100 separation for test screen cloth	49
10 Non-blanked area of shale shaker screen panel	52
10.1 Principle	52
10.2 Apparatus	53
10.3 Procedure for pretensioned or perforated panel-type screens	53
10.4 Calculation for pretensioned or perforated panel-type screens	53
10.5 Procedure for open-hook strip panels	53
10.6 Calculation for open-hook strip panels	53
10.7 Example calculation of total non-blanked area for a panel-mount screen	54
11 Shale shaker screen labelling	55
11.1 API screen designation	55
11.1.1 General	55
11.1.2 Procedure – label design information	55
11.1.3 API screen number designation and D100 separation potential	56
11.1.4 Screen conductance	56
11.1.5 Non-blanked area	56
11.1.6 Manufacturer's screen designation	57
11.1.7 API screen designation label	57
11.1.8 Optional information	57
11.2 Label and tag format	57
11.3 API screen designation label examples	58
11.4 Other screen label and tags	60

	Page
Annex A (informative) Derivation of capture equation	61
A.1 Principle	61
A.2 Procedure of derivation	61
Annex B (informative) Finder's method	63
B.1 Principle	63
B.2 Materials and reagents	63
B.3 Apparatus	63
B.4 Procedure	63
B.5 Calculation	65
Bibliography	66

Foreword

This document (EN ISO 13501:2011) 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 December 2011, and conflicting national standards shall be withdrawn at the latest by December 2011.

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.

This document supersedes EN ISO 13501:2006.

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 13501:2011 has been approved by CEN as a EN ISO 13501:2011 without any modification.

Introduction

This International Standard is based on API RP 13C, 3rd edition, December 2004 (for drilling fluid processing equipment) and shale shaker screen API RP 13E, 3rd edition, May 1993 (for shale shaker screens).

The purpose of this International Standard is to provide a method of assessing the performance of solids control equipment systems in the field. It includes procedures for evaluation of shale shakers, centrifugal pumps, degassers, hydrocyclones, mud cleaners and centrifuges, as well as an entire system evaluation. Shale shaker screen labelling and separation potential of shale shaker screens have been addressed within this International Standard.

This International Standard covers equipment which is commonly used in petroleum and natural gas drilling fluids processing. This equipment can be purchased or rented from multiple sources, and is available worldwide. No single-source or limited-source equipment is included, either by inference or reference.

In this International Standard, quantities expressed in the International System (SI) of units are also, where practical, expressed in United States Customary (USC) units for information.

NOTE The units do not necessarily represent a direct conversion of SI units to USC units, or of USC units to SI units.

Consideration has been given to the precision of the instrument making the measurement. For example, thermometers are typically marked in one degree increments, thus temperature values have been rounded to the nearest degree.

This International Standard refers to assuring the accuracy of the measurement. Accuracy is the degree of conformity of a measurement of a quantity to the actual or true value. Accuracy is related to precision, or reproducibility of a measurement. Precision is the degree to which further measurements or calculations will show the same or similar results. Precision is characterized in terms of the standard deviation of the measurement. The result of calculation or a measurement can be accurate, but not precise, precise but not accurate, neither or both. A result is valid if it is both accurate and precise.

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

1 Scope

This International Standard specifies a standard procedure for assessing and modifying the performance of solids control equipment systems commonly used in the field in petroleum and natural gas drilling fluids processing.

The procedure described in this International Standard is not intended for the comparison of similar types of individual pieces of equipment.

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 3310-1¹⁾, *Test sieves — Technical requirements and testing — Part 1: Test sieves of metal wire cloth*

ISO 10414-1²⁾, *Petroleum and natural gas industries — Field testing of drilling fluids — Part 1: Water-based fluids*

ISO 10414-2³⁾, *Petroleum and natural gas industries — Field testing of drilling fluids — Part 2: Oil-based fluids*

ANSI/AWWA C700, *Cold-Water Meters — Displacement Type, Bronze Main Case*

API, *Manual of Petroleum Measurement Standards*

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

addition section

compartment(s) in the surface drilling fluid system, between the removal section and the suction section, which provides (a) well-agitated compartment(s) for the addition of commercial products such as chemicals, necessary solids and liquids

3.1.2

agitator

mechanical stirrer

mechanically driven mixer that stirs the drilling fluid, by turning an impeller near the bottom of a mud compartment to blend additives, suspend solids and maintain a uniform consistency of the drilling fluid

3.1.3

aperture

(screen cloth) opening between the wires in a screen cloth

1) For the purposes of this International Standard, ASTM E11-95 is equivalent to ISO 3310-1.

2) For the purposes of this International Standard, API RP 13B-1 is equivalent to ISO 10414-1.

3) For the purposes of this International Standard, API RP 13B-2 is equivalent to ISO 10414-2.

3.1.4

aperture

⟨screen surface⟩ opening in a screen surface

3.1.5

apex

opening at lower end of a hydrocyclone

3.1.6

API sand

⟨physical description⟩ particles in a drilling fluid that are too large to pass through a 74 µm sieve (API 200 screen)

NOTE 1 Its amount is expressed as a volume fraction (percent) of drilling fluid.

NOTE 2 Particle size is a descriptive term; the particles can be shale, limestone, wood, gold or any other material.

3.1.7

API screen number

number in an API system used to designate the D100 separation range of a mesh screen cloth

NOTE 1 Both mesh and mesh count are obsolete terms, and have been replaced by the API screen number.

NOTE 2 The term “mesh” was formerly used to refer to the number of openings (and fraction thereof) per linear inch in a screen, counted in both directions from the centre of a wire.

NOTE 3 The term “mesh count” was formerly used to describe the fineness of a square or rectangular mesh screen cloth, e.g. a mesh count such as 30 × 30 (or, often, 30 mesh) indicates a square mesh, while a designation such as 70 × 30 mesh indicates a rectangular mesh.

NOTE 4 See 9.6 for further information.

3.1.8

backing plate

support plate attached to the back of screen cloth(s)

3.1.9

baffle

plate or obstruction built into a compartment to change the direction of fluid flow

3.1.10

barite

baryte

natural barium sulfate (BaSO_4) used for increasing the density of drilling fluids

NOTE The standard international requirement is for a minimum specific gravity of 4,20 or 4,10 for two grades of barite, but there is no specification that the material must be barium sulfate. Commercial ISO 13500 barite can be produced from a single ore or a blend of ores, and can be a straight-mined product or processed by flotation methods. It can contain accessory minerals other than barium sulfate (BaSO_4). Because of mineral impurities, commercial barite can vary in colour from off-white to grey to red or brown. Common accessory minerals are silicates such as quartz and chert, carbonate compounds such as siderite and dolomite, and metallic oxide and sulfide compounds.

3.1.11

blinding

reduction of open area in a screening surface caused by coating or plugging

3.1.12

bonding material

material used to secure screen cloth to a backing plate or support screen