

DIN ISO 91



ICS 75.180.30

Entwurf

Einsprüche bis 2019-06-05
Vorgesehen als Ersatz für
DIN ISO 91-1:1984-07

**Mineralölerzeugnisse und verwandte Produkte –
Temperatur und Druck Volumenkorrekturfaktoren
(Mineralölmesstafeln) und Standardbezugsbedingungen (ISO 91:2017);
Text Deutsch und Englisch**

Petroleum and related products –
Temperature and pressure volume correction factors (petroleum measurement tables) and
standard reference conditions (ISO 91:2017);
Text in German and English

Pétrole et produits connexes –
Facteurs de correction de volume par rapport à la température et à la pression (tables de
mesure du pétrole) et conditions de référence standard (ISO 91:2017);
Texte en allemand et anglais

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2019-04-05 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

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

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal von DIN unter www.din.de/go/entwuerfe 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 stellungnahme@fam-hamburg.de 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.din.de/go/stellungnahmen-norm-entwuerfe abgerufen werden;
- oder in Papierform an den Fachausschuss Mineralöl- und Brennstoffnormung (FAM) des NMP, 22205 Hamburg, Postfach 60 05 49, Überseering 40, 22297 Hamburg.

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 43 Seiten

DIN-Normenausschuss Materialprüfung (NMP)
Fachausschuss Mineralöl- und Brennstoffnormung (FAM) des NMP

Inhalt

	Seite
Nationales Vorwort	3
Nationaler Anhang NA (informativ) Literaturhinweise	4
Vorwort	5
Einleitung	6
1 Anwendungsbereich	8
2 Normative Verweisungen	9
3 Begriffe	10
4 Quellen und Anwendungsrichtlinien für Volumenkorrekturfaktoren	10
4.1 Quelle der Volumenkorrekturfaktoren	10
4.2 Anwendungsrichtlinie	11
Anhang A (informativ) Änderungen gegenüber vorherigen Normen	12
Anhang B (normativ) Standardbezugsbedingungen	14
Anhang C (informativ) Titel der in den API-, ASTM-, IP- und GPA-Normen für Volumenkorrekturfaktoren enthaltenen Mineralölmesstafeln	15
Anhang D (informativ) Weitere Normen für Volumenkorrekturfaktoren	22
Literaturhinweise	23

Tabellen

Tabelle 1 — Grenzwerte der Korrekturfaktoren für Rohöl, Raffinerieprodukte und Schmieröle .	8
Tabelle 2 — Grenzwerte der Korrekturfaktoren für leichte Kohlenwasserstoffe (Erdgaskondensate-und Flüssiggase)	9
Tabelle C.1 — Titel der in den API-, ASTM-, IP- und GPA-Normen für Volumenkorrekturfaktoren enthaltenen Mineralölmesstafeln	15

Nationales Vorwort

Dieses Dokument enthält die deutsche Übersetzung der Internationalen Norm ISO 91:2017, die im Technischen Komitee ISO/TC 28 „Petroleum and related products, fuels and lubricants from natural or synthetic sources“ erarbeitet wurde, dessen Sekretariat von NEN (Niederlande) gehalten wird.

Das zuständige nationale Gremium ist der Arbeitsausschuss NA 062-06-72 AA „Spiegelausschuss zu ISO/TC 28/SC 2 Measurement of petroleum and related products“ im Fachausschuss Mineralöl- und Brennstoffnormung (FAM) des DIN-Normenausschusses Materialprüfung (NMP).

Um Zweifelsfälle in der Übersetzung auszuschließen, ist die englische Originalfassung entsprechend der diesbezüglich durch ISO erteilten Erlaubnis beigelegt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfes gelten gleichermaßen auch für den englischen ISO-Text.

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

ISO 91-1:1982 siehe DIN ISO 91-1:1984-07

ISO 13443:1996 siehe DIN EN ISO 13443:2007-09

Änderungen

Gegenüber DIN ISO 91-1:1984-07 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) Zusammenführung von ISO 91-1, ISO 91-2, ISO 9770 und ISO 5024;
- b) technische Überarbeitung des gesamten Dokuments;
- c) das gesamte Dokument wurde redaktionell überarbeitet und an die neuen Gestaltungsregeln angepasst.

Nationaler Anhang NA
(informativ)

Literaturhinweise

DIN ISO 91-1:1984-07, *Mineralölmeßtafeln; Auf Bezugstemperaturen von 15 °C und 60 °F basierende Tafeln*

DIN EN ISO 13443:2007-09, *Erdgas — Standardbezugsbedingungen (ISO 13443:1996, enthält Corrigendum 1:1997); Deutsche Fassung EN ISO 13443:2005*

Vorwort

ISO (die Internationale Organisation für Normung) ist eine weltweite Vereinigung von Nationalen Normungsorganisationen (ISO-Mitgliedsorganisationen). Die Erstellung von Internationalen Normen wird normalerweise von ISO Technischen Komitees durchgeführt. Jede Mitgliedsorganisation, die Interesse an einem Thema hat, für welches ein Technisches Komitee gegründet wurde, hat das Recht, in diesem Komitee vertreten zu sein. Internationale Organisationen, staatlich und nicht-staatlich, in Liaison mit ISO, nehmen ebenfalls an der Arbeit teil. ISO arbeitet eng mit der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) bei allen elektrotechnischen Themen zusammen.

Die Verfahren, die bei der Entwicklung dieses Dokuments angewendet wurden und die für die weitere Pflege vorgesehen sind, werden in den ISO/IEC-Direktiven, Teil 1, beschrieben. Im Besonderen sollten die für die verschiedenen ISO-Dokumentenarten notwendigen Annahmekriterien beachtet werden. Dieses Dokument wurde in Übereinstimmung mit den Regeln der ISO/IEC-Direktiven, Teil 2 erarbeitet (siehe www.iso.org/directives).

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. ISO ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren. Einzelheiten zu Patentrechten, die während der Erarbeitung des Dokumentes identifiziert werden, werden in der Einleitung und/oder in der ISO-Liste der erhaltenen Patentdeklarationen (siehe www.iso.org/patents) angegeben.

Alle in diesem Dokument verwendeten Markennamen stellen eine Informationen für den Leser dar und stellen keine Anerkennung der selben dar.

Bezüglich einer Erklärung der Bedeutung ISO-spezifischer Ausdrücke im Zusammenhang mit Konformitätsbewertung sowie Informationen über die Einhaltung der Prinzipien der Welthandelsorganisation (WTO) zu technischen Handelshemmnissen (TBT) seitens ISO siehe folgende URL: www.iso.org/iso/foreword.html.

Dieses Dokument wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 28, *Petroleum products and lubricants*, Unterkomitee SC 2, *Measurement of petroleum and related products* erarbeitet.

Diese erste Ausgabe ersetzt ISO 91-1:1992, ISO 91-2:1991, ISO 9770:1989 und ISO 5024:1999, die technisch überarbeitet wurden.

Einleitung

Eichpflichtiger Transfer von Rohöl und dessen Produkten wird im Allgemeinen in Volumenmengen durchgeführt. Da bei Rohöl- und Mineralölerzeugnissen Wärmeausdehnungskoeffizient und Kompressibilität relativ hoch sind, werden die Volumen auf Standardbedingungen von Temperatur und Druck korrigiert, um eine sinnvolle und einheitliche Basis zur Messung zu liefern. Die Definition der Standardbezugsbedingungen ist daher bei Messung, Berechnung und Erfassung von Mineralölmengen von grundlegender Bedeutung.

Zur Erfassung der Wärmeausdehnung von flüssigen Kohlenwasserstoffen und zur Umrechnung beobachteter Volumen in Volumen bei Standardtemperatur und -druck werden Volumenkorrekturfaktoren verwendet. Tabellen der Volumenkorrekturfaktoren wurden ursprünglich durch Sammeln empirischer Daten bezüglich der Volumenänderung von Kohlenwasserstoffen über einen Bereich von Temperaturen und Drücken entwickelt. Die internationale Zusammenarbeit im Hinblick auf Volumenkorrekturfaktoren reicht bis ins Jahr 1932 zurück. Die Tabellen der Temperaturvolumenkorrekturfaktoren (Mineralölmesstafeln), auf die in ISO (R) 91:1959 [1] Bezug genommen wird, wurden in den späten 1940er Jahren entwickelt und 1952 von der American Society of Testing Materials (ASTM) und 1953 vom Institute of Petroleum (IP) (metrische Ausgabe) [9] gemeinsam veröffentlicht. Diese Tabellen wurden auf Standardtemperaturen von 15 °C und 60 °F korrigiert und basierten auf Daten für Rohöl- und Mineralölfractionen, die 1916 vom (United States) National Bureau of Standards (NBS) veröffentlicht wurden, und etwas späteren Daten für Erdgas, die 1942 veröffentlicht wurden. Diese 1952er Tabellen wurden in API/Standard 2540-1966 [10] (auch bezeichnet als ASTM D1250-56) in Bezug genommen. Einige Änderungen zu ISO/R 91 führten 1970 zur Veröffentlichung einer zweiten Ausgabe [2]. 1975 wurde ISO/R 91:1970/Amd 1:1975 [3] veröffentlicht; sie enthält Tabellen auf der Basis einer Bezugstemperatur von 20 °C.

In den frühen 1970er Jahren zeigte sich, dass die bislang veröffentlichten Tabellen für viele Rohöle von aktueller wirtschaftlicher Bedeutung nicht zufriedenstellend anwendbar waren. Im Anschluss an die Entwicklung einer neuen Datenbank durch das American Petroleum Institute (API) in Zusammenarbeit mit dem USNBS wurde im Jahre 1980 vom API eine überarbeitete Norm als API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS) Kapitel 11.1 (auch bezeichnet als API/Standard 2540, ASTM D1250-80 und IP 200/80) veröffentlicht. Diese Studie erfasste die Untersuchung von 463 Proben von Rohöl und Raffinerieprodukten. Die Proben repräsentierten 67 % der Weltrohölproduktion im Jahre 1974. Die 1980er Norm stellte außerdem durch den anerkannten Einsatz von Rechnern in der Erdölindustrie eine große konzeptionelle Veränderung gegenüber den früheren Fassungen dar. Die aktuelle durch API MPMS Kapitel 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80 verkörperte Norm war weder ein Tabellenausdruck in Papierform noch ein Gleichungssystem zur Darstellung von Dichtedaten, sondern ein explizites Implementierungsverfahren, das für die Entwicklung von Rechner-Unterprogrammen verwendet wurde. Die Normung eines Implementierungsverfahrens umfasste die Normung der Reihe mathematischer Ausdrücke, einschließlich Berechnungsreihenfolge und Rundungsverfahren, die im Rechenprogramm verwendet wurden. Die Einhaltung der in API MPMS Kapitel 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80 angegebenen Verfahren war ein Versuch, sicherzustellen, dass alle Rechner und Rechnerprogramme, die die angegebenen Festlegungen und Vorschriften erfüllen, in der Lage wären, identische Ergebnisse zu erzielen. Somit waren die veröffentlichten Implementierungsverfahren das Primärnormal, die verbreiteten Unterprogramme das Sekundärnormal und die veröffentlichten Tabellen dienten der Anwenderfreundlichkeit.

API MPMS Kapitel 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80 wurde in ISO 91-1:1982 [4] in Bezug genommen. Berichtigungen der 1980er Norm waren in ISO 91-1:1992 [5] aufgeführt.

Im Jahr 1988 wurden rechnergestützte Implementierungsverfahren veröffentlicht, die vom IP für Berichtigung auf 20 °C entwickelt wurden. Diese Implementierungsverfahren wurden als Standardverfahren vorbereitet, um Anwendern zu ermöglichen, ihre eigenen Rechnerprogramme zur Generierung von 20 °C-Tabellen oder für Berechnungen ohne die Generierung von Tabellen zu entwickeln. IP Petroleum Measurement Paper No. 3 [8] wurde in ISO 91-2:1991 [6] in Bezug genommen, als Ersatz für Änderung 1:1975 von ISO/R 91.

Im Jahr 1945 wurden Realgasfaktoren für Kohlenwasserstoffe in einem API-Dichtebereich von 0° bis 100° entwickelt und 1960 als API/Standard 1101 [12], Anhang B, Tabelle II, veröffentlicht. Diese Tabelle wurde durch API MPMS Kapitel 11.2.1 [13] und 11.2.1M [14] ersetzt, veröffentlicht 1984. API MPMS Kapitel 11.2.1M-1984 wurde von ISO/TC 28 übernommen und als ISO 9770:1989 [13] veröffentlicht.

Im Jahr 1984 wurden Realgasfaktoren für Kohlenwasserstoffe im Bereich der relativen Dichte von 0,500 bis 0,611 und 20 °F bis 128 °F als API MPMS Kapitel 11.2.2 [15] veröffentlicht. 1986 wurde eine zweite Ausgabe von API MPMS Kapitel 11.2.2 mit einem erweiterten Bereich der relativen Dichte von 0,350 bis 0,637 veröffentlicht. Im Jahr 1986 wurde außerdem eine metrische Ausgabe dieser Norm (im Bereich von 350 kg/m³ bis 637 kg/m³) als API MPMS Kapitel 11.2.2M veröffentlicht.

Im Gegensatz zu den 1980er Tabellen der Temperaturkorrekturfaktoren (API MPMS Kapitel 11.1-1980), waren die in API MPMS Kapitel 11.2.1 und 11.2.2 angegebenen Tabellenwerte das Normal für die Kompressibilität, nicht das Implementierungsverfahren für die zugrundeliegenden Gleichungen.

Im Jahr 2004 wurde eine Überarbeitung von API MPMS Kapitel 11.1 (auch bezeichnet als eine Ergänzung zu ASTM D1250-04 und IP 200/04) veröffentlicht und legte Verfahren für allgemeine Rohöle, flüssige Raffinerieprodukte, Schmieröle und Einzel- und Spezialanwendungen fest, durch die bei beliebigen Temperaturen und Drücken (innerhalb des Bereiches der Norm) vorgenommene Volumenmessungen mithilfe eines Temperatur- und Druckkorrekturfaktors der Flüssigkeit (CTPL) auf ein Äquivalentvolumen bei 15 °C, 60 °F oder 20 °C (oder eine andere Bezugstemperatur) und Standarddruck korrigiert werden können. API MPMS Kapitel 11.1-2004/Ergänzung zu ASTM D1250-04/Ergänzung zu IP 200/04 ersetzte API MPMS Kapitel 11.1-1980, 11.2.1-1984 und 11.2.1M-1984.

Im Jahr 2007 wurde Änderung 1 zu API MPMS Kapitel 11.1-2004/Ergänzung zu ASTM D1250-04/Ergänzung zu IP 200/04 veröffentlicht, um einige kleine Aktualisierungen in die Norm aufzunehmen.

Zuvor wurden die meisten Temperaturkorrekturfaktoren für Erdgaskondensat (NGL) und Flüssiggas (LPG) aus verschiedenen Quellen erhalten.

- ASTM-IP Petroleum Measurement Tables, 1952 [9], nach ISO/R 91:1970 [4]. Diese Veröffentlichung ist auf einen Bereich der relativen Dichte bei 60 °F von 0,500 und höher eingeschränkt.
- GPA Standard 2142, veröffentlicht 1957 [16].
- GPA Technical Publication TP-16, veröffentlicht 1988 [17]. Sie ist begrenzt auf folgende Produkte: HD 5 Propan mit einer relativen Dichte von 0,501, 0,505 und 0,510; Isobutan bei einer relativen Dichte von 0,565; normales Butan bei einer relativen Dichte von 0,585 und Erdgas (12 psia bis 14 psia Reid-Dampfdruck) bei einer relativen Dichte von 0,664.
- API MPMS Kapitel 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80 Band XII, Tabelle 33 “*Specific Gravity Reduction to 60 °F For Liquefied Petroleum Gases and Natural Gasoline*”, nach ISO 91-1:1992 [5].
- API MPMS Kapitel 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80 Band XII, Table 34 “*Reduction of Volume to 60 °F Against Specific Gravity 60/60 °F For Liquefied Petroleum Gases and Natural Gasoline*”, nach ISO 91-1:1992 [5].
- API/ASTM/GPA Technical Publication TP-25, veröffentlicht 1988 [18].

Im Jahr 2007 wurden diese Dokumente durch API MPMS Kapitel 11.2.4/GPA Technical Publication TP-27 ersetzt.

1 Anwendungsbereich

Dieses Dokument bezieht sich auf Temperaturvolumenkorrekturfaktoren, die Anwendern zu Transaktionszwecken gestatten, Volumen, die bei Umgebungsbedingungen gemessen wurden, in Volumen bei Bezugsbedingungen umzurechnen. Das vorliegende Dokument bezieht sich auch auf Realgasfaktoren, die erforderlich sind, um die unter Druck gemessenen Volumen auf die entsprechenden Volumen bei Gleichgewichtsdruck für die gemessene Temperatur zu korrigieren.

In Tabelle 1 sind die festgelegten Grenzwerte und deren zugehörige Einheiten der Korrekturfaktoren für Rohöl, Raffinerieprodukte und Schmieröle angegeben, auf die in diesem Dokument Bezug genommen wird. Diese Werte sind in **fett kursiv** angegeben. Die Tabelle enthält außerdem die Grenzwerte, die auf ihre Äquivalenteinheiten (und bei den Dichten auf weitere Basistemperaturen) umgerechnet wurden. In Tabelle 2 sind Grenzwerte für die Korrekturfaktoren für leichte Kohlenwasserstoffe (Erdgaskondensate und Flüssiggase) angegeben.

Tabelle 1 — Grenzwerte der Korrekturfaktoren für Rohöl, Raffinerieprodukte und Schmieröle

	Rohöl	Raffinerieprodukte	Schmieröle
<i>Dichte, kg/m³ bei 60 °F</i>	<i>610,6 bis 1 163,5</i>		<i>800,9 bis 1 163,5</i>
Relative Dichte bei 60 °F	0,611 2 bis 1,164 64		0,801 68 bis 1,164 6
API-Dichte bei 60 °F	100 bis -10		45 bis -10
Dichte, kg/m ³ bei 15 °C	611,16 bis 1 163,79	611,16 bis 1 163,86	801,25 bis 1 163,85
Dichte, kg/m ³ bei 20 °C	606,12 bis 1 161,15	606,12 bis 1 160,62	798,11 bis 1 160,71
<i>Temperatur, °C</i>	<i>-50,00 bis 150</i>		
Temperatur, °F	-58,0 bis 302		
<i>Druck, psig</i>	<i>0 bis 1 500</i>		
Druck, kPa (Messgerät)	0 bis $1,034 \times 10^4$		
Druck, bar (Messgerät)	0 bis 103,4		
<i>60 °F Wärmeausdehnungskoeffizient (α₆₀),/°F</i>	<i>$230,3 \times 10^{-6}$ bis $930,0 \times 10^{-6}$</i>		
α ₆₀ ,/°C	$414,0 \times 10^{-6}$ bis $1\,674,0 \times 10^{-6}$		

**Tabelle 2 — Grenzwerte der Korrekturfaktoren für leichte Kohlenwasserstoffe
(Erdgaskondensate- und Flüssiggase)**

Dichte, kg/m³ bei 60 °F	350,0 bis 688,0
Dichte, kg/m ³ bei 15 °C	351,7 bis 687,8
Dichte, kg/m ³ bei 20 °C	331,7 bis 683,6
Temperatur, °C	–46,0 bis 93,0
Temperatur, °F	–50,8 bis 199,4
Druck	Sättigungsbedingungen (Siedepunkt oder Sättigungsdampfdruck) (siehe 4.1, Anmerkung 2)

Das vorliegende Dokument legt außerdem Standardbezugsbedingungen von Druck und Temperatur für Messungen fest, die an Rohöl und dessen Produkte, einschließlich Flüssiggasen (siehe Anhang B), durchgeführt wurden.

Dieses Dokument berücksichtigt keine festgelegten Standardbezugsbedingungen für Erdgas, die in ISO 13443 [15] angegeben sind.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente werden im Text in solcher Weise in Bezug genommen, dass einige Teile davon oder ihr gesamter Inhalt Anforderungen des vorliegenden Dokuments darstellen. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS) Kapitel 11.1–2004¹⁾ /Ergänzung zu ASTM D1250-04²⁾ /Ergänzung zu IP 200/04, Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils /Ergänzung 1-2007

API MPMS Kapitel 11.2.2-1986, Compressibility Factors for Hydrocarbons: 0.350-0.637 Relative Density (60 °F/60 °F) and –50 °F to 140 °F Metering Temperature/Errata Juni 1996

API MPMS Kapitel 11.2.2M-1986, Compressibility Factors for Hydrocarbons: 350–637 Kilograms per Cubic Metre Density (15 °C) and –46 °C to 60 °C Metering Temperature

API MPMS Kapitel 11.2.4-2007/GPA Technical Publication TP-27-2007, Temperature Correction for the Volume of NGL and LPG, Tables 23E, 24E, 53E, 54E, 59E, and 60E

API MPMS Kapitel 11.5³⁾ Teil 1-2009/Ergänzung zu ASTM D1250-08/Ergänzung zu IP 200/08, Density/Weight/Volume Intraconversion — Part 1: Conversions of API gravity at 60 °F

API MPMS Kapitel 11.5 3) 3)³⁾ Teil 2-2009/Ergänzung zu ASTM D1250-08/Ergänzung zu IP 200/08, Density/Weight/Volume Intraconversion — Part 2: Conversions for Relative Density (60/60 °F)

API MPMS Kapitel 11.5 3) 3)³⁾ Teil 3-2009/Ergänzung zu ASTM D1250-08/Ergänzung zu IP 200/08, Density/Weight/Volume Intraconversion — Part 3: Conversions for Absolute Density at 15 °C

1) Zu beziehen über das American-Petroleum-Institute (API). Produktbestellnummer: H11013.

2) Zu beziehen über die American Society for Testing and Materials (ASTM). Produktbestellnummer: ADJD1250-E-PDF.

3) API MPMS Kapitel 11.5 Teil 1 bis Teil 3 ersetzen Band XI und Band XII von API MPMS Kapitel 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80 (siehe Anhang C).

3 Begriffe

In diesem Dokument werden keine Begriffe aufgeführt.

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

- IEC Electropedia: verfügbar unter <http://www.electropedia.org/>
- ISO Online browsing platform: verfügbar unter <http://www.iso.org/obp>

4 Quellen und Anwendungsrichtlinien für Volumenkorrekturfaktoren

4.1 Quelle der Volumenkorrekturfaktoren

Für eichpflichtige Zwecke in Übereinstimmung mit diesem Dokument muss auf API MPMS Kapitel 11.1-2004/Ergänzung zu ASTM D1250-04 und IP 200/04, einschließlich Änderung 1-2007, Bezug genommen werden.

API MPMS Kapitel 11.1-2004/Ergänzung zu ASTM D1250-04 und IP 200/04, einschließlich Änderung 1-2007, erkennt drei verschiedene Warengruppen an: Rohöl, Raffinerieprodukte und Schmieröle. Außerdem ist eine Kategorie für Spezialanwendungen enthalten, die eine Volumenkorrektur bietet, die auf der Eingabe eines experimentell abgeleiteten Wärmeausdehnungskoeffizienten basiert.

ANMERKUNG 1 Für Spezialanwendungen wurden zusätzliche API-Normen für Volumenkorrekturfaktoren nachträglich veröffentlicht oder sind in der Entwicklung. Siehe Anhang D.

API MPMS Kapitel 11.1-2004/Ergänzung zu ASTM D1250-04 und IP 200/04 enthält allgemeine Verfahren für die Umrechnung von Eingabedaten, um die korrigierten Werte bei der Basistemperatur und dem Basisdruck, die vom Anwender festgelegt wurden, mithilfe des Temperatureinflusses auf die Flüssigkeit (CTL), dem Realgasfaktor (F_p), der Druckwirkung auf die Flüssigkeit (CPL) oder der Temperatur- und Druckkorrektur einer Flüssigkeit (CTLP) in einer Form zu generieren, die mit den Berechnungsverfahren, die zur Generierung der VCF-Werte angewendet werden, vereinbar ist. Zur Berechnung des Volumenkorrekturfaktors werden zwei Reihen von Verfahren angegeben: eine Reihe für Daten, die in U.S.-Einheiten angegeben sind (Temperatur in Grad Fahrenheit, Druck in Pfund je Quadratzoll [PSI]), die andere für das metrische Einheitensystem (SI) (Temperatur in Grad Celsius, Druck in Kilopascal). Im Gegensatz zu API MPMS Kapitel 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80, erfordern die metrischen Verfahren zuerst die Anwendung des Verfahrens für U.S.-Einheiten, um die Dichte bei 60 °F zu berechnen. Dieser Wert wird anschließend weiter korrigiert, um das metrische Ergebnis zu ergeben.

Bei der Umrechnung von Dichte/Gewicht/Volumen muss auf API MPMS Kapitel 11.5 Teil 1 bis Teil 3/Ergänzung zu ASTM D1250-08 und IP 200/08 Bezug genommen werden. Diese Normen bieten die Umrechnung der Messwerte aus einem Einheitensystem in ein anderes, sowohl für Werte im Vakuum als auch für Werte in Luft.

Bei NGL und LPG muss auf API MPMS Kapitel 11.2.4-2007/GPA Technical Publication TP-27-2007 Bezug genommen werden. Die Implementierungsverfahren beschreiben, wie der CTL für einen gegebenen geeigneten Dichtefaktor bei Basistemperatur und einer beobachteten Temperatur zu berechnen ist und berechnen den geeigneten Dichtefaktor bei Basistemperatur für eine gegebene relative Dichte bei einer beobachteten Temperatur. Die Implementierungsverfahren sind nach Basistemperatur paarweise angegeben. Zuerst sind die Verfahren für die Tabelle 23E und Tabelle 24E von API MPMS Kapitel 11.2.4-2007/GPA TP-27-2007 bei einer Basistemperatur von 60 °F angegeben. Das Verfahren für Tabelle 23E nutzt das in Tabelle 24E beschriebene Verfahren, somit wird Tabelle 24E zuerst dargestellt. Es folgen Verfahren für Tabelle 54E und Tabelle 53E bei einer Basistemperatur von 15 °C, die selbst die Verfahren in Tabelle 23E und Tabelle 24E nutzen; diesen wiederum folgen die Verfahren für Tabelle 60E und Tabelle 59E bei einer Basistemperatur von 20 °C, die auch die in Tabelle 23E und Tabelle 24E beschriebenen Verfahren nutzen.

Um NGL- und LPG-Volumen, die unter Druck gemessen wurden, auf die entsprechenden Volumen unter Gleichgewichtsdruck für die Prozesstemperatur an dem Messgerät zu korrigieren, muss auf API *MPMS* Kapitel 11.2.2-1986 (einschließlich Errata Juni 1996) oder API *MPMS* Kapitel 11.2.2M-1986 oder, wenn sie außerhalb des Dichtebereiches dieser Normen liegen, API *MPMS* Kapitel 11.2.1-1984 oder API *MPMS* Kapitel 11.2.1M-1984 Bezug genommen werden.

Diese Methoden setzen die Kenntnis des Gleichgewichtsdrucks beim Siedepunkt (Dampfdruck) bei den gemessenen Bedingungen voraus. Allerdings wird der Dampfdruck der Prozessflüssigkeit im Allgemeinen nicht gemessen. Der Dampfdruck kann auch aus Angaben zur Zusammensetzung berechnet werden, aber die Zusammensetzung wird bei Erdgaskondensaten (NLG) nicht immer gemessen. Deshalb ist eine Korrelation für den Dampfdruck von NLG basierend auf üblicherweise gemessenen Eigenschaften erforderlich; zu diesem Zweck kann API *MPMS* Kapitel 11.2.5-2007/GPA Technical Publication TP-15 [19] genutzt werden. Das in API *MPMS* Kapitel 11.2.5/GPA TP-15 angegebene Verfahren stellt ein einfaches Mittel zur Einschätzung der Gleichgewichtsdampfdrücke verschiedener NLG durch Kenntnis der relativen Dichte (60 °F/60 °F) und Prozesstemperatur der Flüssigkeiten zur Verfügung. Der Zweck der Anwendung dieses Verfahrens besteht darin, die Werte von P_e (Gleichgewichtsdampfdruck) zur Verfügung zu stellen, die erforderlich sind, um die Beiträge durch Druckeinwirkung zu Volumenkorrekturfaktoren wie vorgesehen zu bestimmen.

Titel der in den 1980er Ausgaben der API-, ASTM- und IP-Normen für Volumenkorrekturfaktoren enthaltenen Mineralölmesstafeln und eine Liste der Dokumente, die diese Dokumente ersetzt haben, sind Anhang C zu entnehmen.

4.2 Anwendungsrichtlinie

Aufgrund der an diesem Dokument vorgenommenen Änderungen wurde erkannt, dass für eine Einführungsphase Orientierungshilfen notwendig sein können, um Störungen innerhalb der Branche zu verhindern und korrekte Anwendung sicherzustellen. Daher wird empfohlen, dass dieses Dokument bei allen neuen Anwendungen spätestens zwei Jahre nach dem Datum der Veröffentlichung genutzt wird. Eine Anwendung zu diesem Zweck ist definiert als der Moment, in dem die Berechnung angewendet wird.

Sobald die überarbeitete Norm bei einer bestimmten Anwendung implementiert wird, wird die vorherige Norm bei dieser Anwendung nicht mehr genutzt.

Es ist wichtig anzumerken, dass Berechnungsergebnisse für Rohöl, Raffinerieprodukte oder Schmieröle (jedoch nicht NGL oder LPG) nach ISO 91-1 und ISO 91-2 nicht wesentlich von diesem Dokument abweichen. Dieses Dokument widerspiegelt außerdem Änderungen, die an den Berechnungsverfahren vorgenommen wurden, die zu einer verbesserten Präzision führen. Außerdem wurden die Bereiche der Tabellen der Volumenkorrekturfaktoren, auf die in diesem Dokument verwiesen wird, erweitert (siehe Anhang A).

Wenn eine bestehende Anwendung für Rohöl, Raffinerieprodukte oder Schmieröle (jedoch nicht NGL oder LPG) ISO 91-1 oder ISO 91-2 entspricht, muss sie als übereinstimmend mit diesem Dokument angesehen werden. Sobald dieses Dokument bei einer bestimmten Anwendung implementiert wird, dürfen weder ISO 91-1 noch ISO 91-2 bei dieser Anwendung angewendet werden.

Die Anwendung von Internationalen Normen erfolgt jedoch freiwillig und die Entscheidung, wann eine Norm anzuwenden ist, ist eine Frage, die Gegenstand von Verhandlungen zwischen den an der Transaktion beteiligten Parteien ist.

ANMERKUNG Es kann sein, dass einige ISO-Dichtenormen Unterscheidungsstufen haben, die mit den in diesem Dokument festgelegten nicht vergleichbar sind.

Anhang A (informativ)

Änderungen gegenüber vorherigen Normen

Zwischen der ersten Ausgabe der Volumenkorrekturfaktoren im Jahre 1980 (für Rohöl, Raffinerieprodukte und Schmieröle nach API *MPMS* Kapitel 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80) und der Mitte der 1990er Jahre ergaben sich in der Mineralölbranche viele neue Erfordernisse und in der Rechnertechnologie zahlreiche Verbesserungen. Diese Erfordernisse und Verbesserungen führten dazu, dass viele Änderungen vorgenommen und in API *MPMS* Kapitel 11.1-2004/Ergänzung zu ASTM D1250-04/Ergänzung zu IP 200/04 aufgenommen wurden.

- Frühere Ausgaben der Druckversion der Mineralöлтаfeln setzten voraus, dass Dichtemessungen mit einem Aräometer durchgeführt wurden. Die im Jahre 1980 gedruckten ungeradzahligten Mineralöлтаfeln (siehe Tabelle C.1) enthielten alle eine Aräometerkorrektur der beobachteten Dichte. In API *MPMS* Kapitel 11.1-2004/Ergänzung zu ASTM D1250-04 und IP 200/04 werden keine Aräometerkorrekturen angewendet. Es wird vorausgesetzt, dass alle mit einem Aräometer gemessenen Dichten vor Anwendung der Berechnungen korrigiert werden.
- API *MPMS* Kapitel 11.1-1980 basierte auf Daten, die mit der Internationalen Praktischen Temperaturskala von 1968 (IPTS-68) erhalten wurden. Diese wurde durch die Internationale Praktische Temperaturskala von 1990 (ITS-90) ersetzt. In API *MPMS* Kapitel 11.1-2004/Ergänzung zu ASTM D1250-04 und IP 200/04 wird das durch Korrigieren der Eingabewerte der Temperatur auf eine IPTS-68-Basis berücksichtigt, bevor irgendwelche andere Berechnungen durchgeführt werden. Um die kleinen Veränderungen in den zugehörigen Standardtemperaturen zu berücksichtigen, werden Standarddichten auch angepasst.
- Der zulässige Wert der Standarddichte von Wasser bei 60 °F hat sich gegenüber dem in API *MPMS* Kapitel 11.1-1980 verwendeten Wert leicht verändert. Diese neue Wasserdichte beeinflusst nur die gegenseitige Umwandlung von Dichtewerten zwischen relativer Dichte und API-Dichte. Der Einfluss würde in Tabelle 5, Tabelle 6, Tabelle 23 und Tabelle 24 (siehe Tabelle C.1) der API *MPMS* Kapitel 11.1/Ergänzung zu ASTM D1250/Ergänzung zu IP 200 sichtbar sein.
- Im Jahr 1988 entwickelte das IP Implementierungsverfahren für 20 °C (Tabelle 59 A, B und D und Tabelle 60 A, B und D von API *MPMS* Kapitel 11.1/ASTM D1250/IP 200; siehe Tabelle C.1) durch Erweiterung der Verfahren, die für die 15 °C-Tabellen angewendet wurden. Das erfolgte als Reaktion auf die Bedürfnisse der Länder, die 20 °C als Standardtemperatur verwenden. Obwohl API diese Tabellen nie veröffentlichte, wurden sie international als Bezugsdokument für ISO 91-2 [6] angenommen. ISO 91-2 ergänzte ISO 91-1, die Internationale Norm für Temperaturen von 60 °F und 15 °C, die auf Band X von API *MPMS* Kapitel 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80 basierte (siehe Tabelle C.1). Die 2004er Ausgabe von API *MPMS* Kapitel 11.1/Ergänzung zu ASTM D1250/Ergänzung zu IP 200 umfasst die Volumenkorrekturfaktoren bei 20 °C.
- Tabellen für Schmieröle wurden entwickelt und als Teil von API *MPMS* Kapitel 11.1-1980 genehmigt, sie wurden jedoch nie vollständig dokumentiert. Vom API wurde nur der FORTRAN-Code in Anhang A und Anhang B der gedruckte Tabelle 5D und Tabelle 6D von API *MPMS* Kapitel 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80 (siehe Tabelle C.1) veröffentlicht. Implementierungsverfahren für die Schmieröлтаbellen erschienen erstmals in [20] und später in ihren 20 °C-Tabellen. Die Implementierungsverfahren sind jetzt in API *MPMS* Kapitel 11.1-2004/Ergänzung zu ASTM D1250-04 und IP 200/04 enthalten.
- Aus geschäftlichen Gründen wurden die Volumenkorrekturfaktoren auf niedrigere Temperaturen und höhere Dichten, d. h. niedrigere API-Dichten, erweitert.
- Für die Eingabe in VCF-Berechnungen hat in der Industrie die Echtzeit-Dichtemessung stark an Gewicht gewonnen. Diese Dichtemessungen werden häufig bei Drücken durchgeführt, die größer als der Atmosphärendruck sind. Diese Druckeinwirkung ist gleichzeitig mit jedem Temperatureinfluss zu berücksichtigen,

wenn die Dichte bei Standardbedingungen bestimmt wird. Somit werden Druck- und Temperaturkorrekturen zu einem Verfahren vereint.

- Das Runden und Abschneiden von Anfangs- und Zwischenwerten wurde eliminiert. Das Runden ist nur bei den endgültigen VCF-Werten anwendbar.
- API *MPMS* Kapitel 11.1-1980 verwendete ein Format, das zu Werten für die Korrektur des Temperatureinflusses auf eine Flüssigkeit (CTL) führte, die auf vier oder fünf Dezimalstellen gerundet wurden, abhängig davon, ob der CTL-Wert größer oder kleiner als Eins war. Die endgültigen VCF-Werte werden jetzt einheitlich auf fünf Dezimalstellen gerundet. API *MPMS* Kapitel 11.1-2004/Ergänzung zu ASTM D1250-04 und IP 200/04 bietet auch einen Mechanismus für nicht gerundete Faktoren, die, wenn sie zusammengefasst werden, die gerundete Gesamt-CTLP (Korrektur für Temperatur und Druck einer Flüssigkeit) ergeben.
- Die Implementierungsverfahren mussten aktualisiert werden, um Veränderungen in der Rechnertechnologie zu berücksichtigen. Das VCF-Implementierungsverfahren von 1980 nutzte Integer-Arithmetik, um zu ermöglichen, dass die vorhandene Rechnerausrüstung einheitliche Ergebnisse erzielte. Mit der Einführung der IEEE-Normen und der Überlegenheit von Rechnern mit 32-Bit und höher, war diese Komplexität des 1980er Verfahrens nicht länger erforderlich. Das in API *MPMS* Kapitel 11.1-2004/Ergänzung zu ASTM D1250-04 und IP 200/04 angegebene Verfahren verwendet jetzt doppelt-genaue Gleitkommaarithmetik.
- Für die Echtzeitmessung von Mineralölen wurden Durchflussrechner vor Ort üblich. Diese erfordern verbesserte Konvergenzmethoden für die Korrektur der beobachteten Dichte auf die Basisdichte. Jetzt führt ein robusteres Konvergenzprogramm diese Berechnung durch.
- Der Anwendungsbereich für das Verfahren von API *MPMS* Kapitel 11.2.1 wurde erweitert, um mit dem Bereich, der an anderer Stelle in API *MPMS* Kapitel 11.1-2004/Ergänzung zu ASTM D1250-04 und IP 200/04 verwendet wird, übereinzustimmen. Dadurch könnte ein einziges Druckkorrekturverfahren genutzt werden. Da das Verfahren von API *MPMS* Kapitel 11.2.1M nicht vollständig mit dem Verfahren von API *MPMS* Kapitel 11.2.1 übereinstimmte, wurde es zurückgezogen (und somit auch ISO 9770). Inzwischen ist das Implementierungsverfahren für die Druckkorrektur das Normal, nicht die gedruckten Tabellenwerte.
- Wenn die Anzahl der Dezimalstellen erhöht und das Gleitkommaformat verwendet wird, werden Unterschiede zwischen den früheren 60 °F-, 15 °C- und 20 °C-Volumenkorrekturfaktoren deutlich. Beginnend mit der Eingabe der gleichen Dichte und Temperatur kann jede Mineralöltafel einen geringfügig unterschiedlichen VCF-Wert für die gleiche Ausgabetemperatur ergeben. Diese Unterschiede blieben in API *MPMS* Kapitel 11.1-1980 durch die Rundungs- und Abschneideverfahren verborgen. Die 2004er Norm führt ein neues Verfahren für die Berechnung von CTL- und CPL-Faktoren für die metrischen Tabellen ein. Das Verfahren stellt sicher, dass die Ergebnisse mit denen übereinstimmen, die mit den Mineralöltafeln für 60 °F erhalten wurden.