

DIN ISO 91



ICS 75.180.30

Ersatz für
DIN ISO 91-1:1984-07**Mineralölerzeugnisse und verwandte Produkte –
Temperatur und Druck Volumenkorrekturfaktoren
(Mineralölmesstafeln) und Standardbezugsbedingungen (ISO 91:2017)**

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

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)

Gesamtumfang 24 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	9
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)	8
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).

Für das in diesem Dokument zitierte internationale Dokument wird im Folgenden auf das entsprechende deutsche Dokument hingewiesen:

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.

Frühere Ausgaben

DIN ISO 91-1: 1984-07

Nationaler Anhang NA
(informativ)

Literaturhinweise

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.

Für eine Erläuterung des freiwilligen Charakters von Normen, 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, en: correction factor for temperature and pressure of the liquid) 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 Ergänzung 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, en: natural gas liquid) 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. Dieses 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 Äquivalenten (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
Dichte, kg/m³ bei 60 °F	610,6 bis 1 163,5		800,9 bis 1 163,5
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
Temperatur, °C	-50,00 bis 150		
Temperatur, °F	-58,0 bis 302		
Druck, psig	0 bis 1 500		
Druck, kPa (Messgerät)	0 bis $1,034 \times 10^4$		
Druck, bar (Messgerät)	0 bis 103,4		
60 °F Wärmeausdehnungskoeffizient (α_{60}), /°F	$230,3 \times 10^{-6}$ bis $930,0 \times 10^{-6}$		
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)