
**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**

iTeh STANDARD PREVIEW

*Petroleum and related products — Temperature and pressure volume
correction factors (petroleum measurement tables) and standard
reference conditions*

ISO 91:2017

<https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/5e393eec-4b36-4b21-981b-ae28c43ad44b/iso-91-2017>



iTeh STANDARD PREVIEW
(standards.iteh.ai)

ISO 91:2017

<https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/5e393eec-4b36-4b21-981b-ae28c43ad44b/iso-91-2017>



DOCUMENT PROTÉGÉ PAR COPYRIGHT

© ISO 2017, Publié en Suisse

Droits de reproduction réservés. Sauf indication contraire, aucune partie de cette publication ne peut être reproduite ni utilisée sous quelque forme que ce soit et par aucun procédé, électronique ou mécanique, y compris la photocopie, l'affichage sur l'internet ou sur un Intranet, sans autorisation écrite préalable. Les demandes d'autorisation peuvent être adressées à l'ISO à l'adresse ci-après ou au comité membre de l'ISO dans le pays du demandeur.

ISO copyright office
Ch. de Blandonnet 8 • CP 401
CH-1214 Vernier, Geneva, Switzerland
Tel. +41 22 749 01 11
Fax +41 22 749 09 47
copyright@iso.org
www.iso.org

Sommaire

Page

Avant-propos	iv
Introduction	v
1 Domaine d'application	1
2 Références normatives	2
3 Termes et définitions	2
4 Origines des facteurs de correction de volume et lignes directrices d'utilisation	3
4.1 Origines des facteurs de correction de volume.....	3
4.2 Lignes directrices d'utilisation.....	4
Annexe A (informative) Modifications apportées aux normes précédentes	5
Annexe B (normative) Conditions de référence standard	7
Annexe C (informative) Titres des tables de mesure du pétrole données dans les normes API-ASTM-IP-GPA pour les facteurs de correction de volume	8
Annexe D (informative) Autres normes sur les facteurs de correction du volume	15
Bibliographie	16

iTeh STANDARD PREVIEW (standards.iteh.ai)

[ISO 91:2017](https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/5e393e3c-4b36-4b21-981b-ae28c43ad44b/iso-91-2017)

<https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/5e393e3c-4b36-4b21-981b-ae28c43ad44b/iso-91-2017>

Avant-propos

L'ISO (Organisation internationale de normalisation) est une fédération mondiale d'organismes nationaux de normalisation (comités membres de l'ISO). L'élaboration des Normes internationales est en général confiée aux comités techniques de l'ISO. Chaque comité membre intéressé par une étude a le droit de faire partie du comité technique créé à cet effet. Les organisations internationales, gouvernementales et non gouvernementales, en liaison avec l'ISO participent également aux travaux. L'ISO collabore étroitement avec la Commission électrotechnique internationale (IEC) en ce qui concerne la normalisation électrotechnique.

Les procédures utilisées pour élaborer le présent document et celles destinées à sa mise à jour sont décrites dans les Directives ISO/IEC, Partie 1. Il convient, en particulier de prendre note des différents critères d'approbation requis pour les différents types de documents ISO. Le présent document a été rédigé conformément aux règles de rédaction données dans les Directives ISO/IEC, Partie 2 (voir www.iso.org/directives).

L'attention est appelée sur le fait que certains des éléments du présent document peuvent faire l'objet de droits de propriété intellectuelle ou de droits analogues. L'ISO ne saurait être tenue pour responsable de ne pas avoir identifié de tels droits de propriété et averti de leur existence. Les détails concernant les références aux droits de propriété intellectuelle ou autres droits analogues identifiés lors de l'élaboration du document sont indiqués dans l'Introduction et/ou dans la liste des déclarations de brevets reçues par l'ISO (voir www.iso.org/brevets).

Les appellations commerciales éventuellement mentionnées dans le présent document sont données pour information, par souci de commodité, à l'intention des utilisateurs et ne sauraient constituer un engagement.

(standards.iteh.ai)

Pour une explication de la nature volontaire des normes, la signification des termes et expressions spécifiques de l'ISO liés à l'évaluation de la conformité, ou pour toute information au sujet de l'adhésion de l'ISO aux principes de l'Organisation mondiale du commerce (OMC) concernant les obstacles techniques au commerce (OTC), voir le lien suivant: www.iso.org/iso/fr/avant-propos.html

Le présent document a été élaboré par le comité technique ISO/TC 28, *Produits pétroliers et produits connexes d'origine synthétique ou biologique*, sous-comité SC 2, *Mesurage du pétrole et des produits connexes*.

Cette première édition annule et remplace l'ISO 91-1:1992, l'ISO 91-2:1991, l'ISO 9770:1989 et l'ISO 5024:1999, qui ont fait l'objet d'une révision technique.

Introduction

Les transactions du commerce international du pétrole brut et de ses sous-produits sont en général fixées par rapport aux volumes. Étant donné que les pétroles bruts et produits pétroliers présentent des coefficients de dilatation thermique et de compressibilité relativement élevés, les volumes sont corrigés par rapport aux conditions standard de température et de pression afin de disposer d'une base de mesure significative et cohérente. La définition des conditions de référence standard est par conséquent de la plus haute importance pour le mesurage, le calcul et la facturation des volumes de produits pétroliers.

Des facteurs de correction de volume sont utilisés pour tenir compte de la dilatation thermique des hydrocarbures liquides et convertir les volumes observés en volumes aux conditions standard de température et de pression. Des tables de facteurs de correction de volume ont été initialement développées par recueil de données empiriques sur les variations volumiques d'hydrocarbures sur une plage donnée de températures et de pressions. Le travail international coopératif sur les facteurs de correction de volume date de 1932. Les tables de facteurs de correction de volume basées sur les températures (tables de mesure du pétrole) référencées dans la Recommandation ISO (R) 91:1959[1] ont été élaborées à la fin des années 1940 et ont été publiées conjointement par l'American Society of Testing Materials (ASTM) en 1952 et l'Institute of Petroleum (IP) (édition avec unités SI) en 1953[2]. Ces tables ont établi les corrections pour une conversion aux températures standard de 15 °C et de 60 °F uniquement, et sont basées sur des données concernant le pétrole brut et des sous-produits pétroliers publiées en 1916 par le bureau américain de normalisation, le National Bureau of Standards (NBS), et sur des données plus récentes sur l'essence de gaz naturel parues en 1942. Ces tables de 1952 sont référencées dans la norme API/Standard 2540-1966[10] (appelée également ASTM D1250-56). Quelques modifications ont été apportées à l'ISO/R 91, qui, de ce fait, a fait l'objet d'une deuxième édition publiée en 1970[2]. L'ISO/R 91:1970/Am 1:1975[3] est paru en 1975 pour inclure des tables basées sur une température de référence de 20 °C.

Au début des années 1970, il a été démontré que les tables précédemment publiées n'étaient pas applicables de manière satisfaisante à un nombre de pétroles bruts qui représentaient déjà des enjeux économiques importants. Une norme révisée a été publiée en 1980 par l'American Petroleum Institute sous le titre de API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS) Chapter 11.1 (également appelée norme API/Standard 2540, ASTM D1250-80 et IP 200/80) suite à l'élaboration d'une nouvelle base de données par l'API en coopération avec l'US NBS (bureau américain de normalisation). Cette étude est basée sur l'analyse de 463 échantillons de pétrole brut et de produits raffinés. Ces échantillons de pétrole brut représentaient 67 % de la production mondiale en 1974. La norme de 1980 a également constitué un point de départ conceptuel majeur par rapport aux versions précédentes dans la reconnaissance de l'utilisation des ordinateurs dans l'industrie pétrolière. Cette édition de la norme portant la référence API MPMS Chapter 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80 ne correspondait ni aux tables au format papier, ni à l'ensemble des équations utilisées pour représenter les données de masse volumique, mais était une procédure explicite de mise en œuvre utilisée pour développer des sous-programmes informatiques. La normalisation d'une procédure de mise en œuvre impliquait la normalisation de l'ensemble d'expressions mathématiques, notamment de la séquence de calcul et des procédures d'arrondissement, utilisées dans le code informatique. L'adoption des procédures données dans l'API MPMS Chapter 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80 visait à garantir que tous les ordinateurs et codes informatiques respectant les spécifications et restrictions mentionnées aboutiraient aux mêmes résultats. Par conséquent, les procédures de mise en œuvre publiées ont constitué la norme principale, les sous-programmes répartis, la norme secondaire et les tables publiées dans un souci de commodité.

L'API MPMS Chapter 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80 a été référencé dans l'ISO 91-1:1982[4]. Les corrections apportées à la norme de 1980 ont été répertoriées dans l'ISO 91-1:1992[5].

Les procédures de mise en œuvre informatique développées par l'IP pour des conversions à 20 °C ont été publiées en 1988. Ces procédures de mise en œuvre ont été préparées comme des procédures standard pour permettre aux utilisateurs de construire leurs propres programmes informatiques destinés soit à générer des tables basées sur une température de 20 °C, soit à être utilisés dans des

calculs sans générer de tables. Le document IP Petroleum Measurement Paper No. 3[8] a été référencé dans l'ISO 91-2:1991[6], supplantant l'Addendum 1:1975 à l'ISO/R 91.

Les facteurs de compressibilité des hydrocarbures dans la plage de densité API entre 0° et 100° ont été développés en 1945 et publiés en 1960 en tant que norme API/Standard 1101[12], Appendix B, Table II. Cette table a été remplacée par l'API MPMS Chapters 11.2.1[13] et 11.2.1M[14] publié en 1984. L'API MPMS Chapter 11.2.1M-1984 a été adopté par l'ISO/TC 28 et publié sous la référence ISO 9770:1989[13].

Les facteurs de compressibilité des hydrocarbures dans la plage de densité relative entre 0,500 et 0,611, et dans la plage de 20 °F à 128 °F ont été publiés en 1984 en tant que API MPMS Chapter 11.2.2[15]. Une deuxième édition de l'API MPMS Chapter 11.2.2 est parue en 1986 avec une plage de densité relative étendue allant de 0,350 à 0,637. Une version de cette norme en unités SI (plage de 350 kg/m³ à 637 kg/m³) a également été publiée en 1986 en tant que API MPMS Chapter 11.2.2M.

Contrairement aux tables de facteurs de correction basées sur les températures de 1980 (API MPMS Chapter 11.1-1980), les valeurs des tables de compressibilité données dans l'API MPMS Chapters 11.2.1 et 11.2.2 constituent la norme, et non la procédure de mise en œuvre pour les équations sous-jacentes.

En 2004, une révision de l'API MPMS Chapter 11.1 (également appelée adjunct to ASTM D1250-04 et Adjunct to IP 200/04) a été publiée et a établi des procédures pour les pétroles bruts, les produits raffinés liquides, les huiles lubrifiantes et des applications particulières et spéciales, grâce auxquelles les mesures de volume relevées à n'importe quelles température et pression (dans les limites de la plage de la norme) peuvent être corrigées de manière à être converties en volume équivalent à 15 °C, 60 °F ou 20 °C (ou à une autre température de référence) et à pression standard, à l'aide d'un facteur de correction pour la température et la pression du liquide (correction CTPL). L'API MPMS Chapter 11.1-2004/Adjunct to ASTM D1250-04/Adjunct to IP 200/04 a remplacé l'API MPMS Chapters 11.1-1980, 11.2.1-1984 et 11.2.1M-1984.

(standards.iteh.ai)

En 2007, l'Addendum 1 to API MPMS Chapter 11.1-2004/Adjunct to ASTM D1250-04/Adjunct to IP 200/04 a été publié afin d'inclure plusieurs modifications mineures apportées à la norme.

Précédemment, la plupart des facteurs de correction de température des liquides de gaz naturel (GNL) et des gaz de pétrole liquéfiés (GPL) ont été obtenus à partir de sources diverses:

- le document ASTM-IP *Petroleum Measurement Tables (Tables de mesure du pétrole)*, 1952[9], comme référencé dans l'ISO/R 91:1970[4]. Cette publication est limitée à la plage des densités relatives à 60 °F supérieures ou égales à 0,500;
- la norme GPA Standard 2142, publiée en 1957[16];
- la publication technique GPA Technical Publication TP-16, publiée en 1988[17]. Cette dernière est limitée aux produits suivants: propane HD-5 de densité relative égale à 0,501, 0,505, et 0,510; iso-butane de densité relative égale à 0,565; butane normal de densité relative égale à 0,585, et essence de gaz naturel (pression de vapeur Reid comprise entre 12 psia et 14 psia) de densité relative égale à 0,664;
- le document API MPMS Chapter 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80 Volume XII, Table 33 «*Specific Gravity Reduction to 60 °F For Liquefied Petroleum Gases and Natural Gasoline*» (conversion à 60 °F de la densité relative pour les gaz de pétrole liquéfiés et les essences de gaz naturel), comme référencé dans l'ISO 91-1:1992[5];
- le document API MPMS Chapter 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80 Volume XII, Table 34 «*Reduction of Volume to 60 °F Against Specific Gravity 60/60 °F For Liquefied Petroleum Gases and Natural Gasoline*» (conversion à 60 °F des volumes en fonction de la densité relative 60/60 °F pour les gaz de pétrole liquéfiés et les essences de gaz naturel), comme référencé dans l'ISO 91-1:1992[5];
- le document API/ASTM/GPA Technical Publication TP-25, publié en 1988[18].

En 2007, ces documents ont été remplacés par l'API MPMS Chapter 11.2.4/GPA Technical Publication TP-27.

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

1 Domaine d'application

Le présent document fait référence aux facteurs de correction de volume par rapport à la température, qui permettent à l'utilisateur de convertir des volumes, mesurés à des conditions ambiantes, en volumes qui auraient été relevés aux conditions de référence à des fins commerciales. Le présent document fait également référence aux facteurs de compressibilité requis pour corriger des volumes d'hydrocarbures mesurés sous une certaine pression afin de les convertir en volumes correspondants à la pression d'équilibre pour la température mesurée.

Le [Tableau 1](#) présente les limites de définition et leurs unités associées pour les facteurs de correction référencés dans le présent document pour le pétrole brut, les produits raffinés et les huiles lubrifiantes. Ces valeurs sont indiquées *en italique et en gras*. Le tableau présente également les conversions des limites exprimées selon d'autres unités équivalentes (et, dans le cas des masses volumiques, selon d'autres températures de base). Le [Tableau 2](#) présente les limites de définition des facteurs de correction pour les hydrocarbures légers (liquides de gaz naturel et gaz de pétrole liquéfiés).

Tableau 1 — Limites de définition des facteurs de correction pour le pétrole brut, les produits raffinés et les huiles lubrifiantes

	Pétrole brut	Produits raffinés	Huiles lubrifiantes
Masse volumique, kg/m³ à 60 °F	610,6 à 1 163,5		800,9 à 1 163,5
Densité relative à 60 °F	0,611 2 à 1,164 64		0,801 68 à 1,164 6
Densité API à 60 °F	100 à -10		45 à -10
Masse volumique, kg/m ³ à 15 °C	611,16 à 1 163,79	611,16 à 1 163,86	801,25 à 1 163,85
Masse volumique, kg/m ³ à 20 °C	606,12 à 1 161,15	606,12 à 1 160,62	798,11 à 1 160,71
Température, °C	-50,00 à 150		
Température, °F	-58,0 à 302		
Pression, psig	0 à 1 500		
Pression, kPa (manométrique)	0 à 1,034 × 10 ⁴		
Pression, bar (manométrique)	0 à 103,4		
Facteur de dilatation thermique à 60 °F (α₆₀), par °F	230,3 × 10⁻⁶ à 930,0 × 10⁻⁶		
α ₆₀ , par °C	414,0 × 10 ⁻⁶ à 1 674,0 × 10 ⁻⁶		

Tableau 2 — Limites de définition des facteurs de correction pour les hydrocarbures légers (liquides de gaz naturel et gaz de pétrole liquéfiés)

<i>Masse volumique, kg/m³ à 60 °F</i>	350,0 à 688,0
Masse volumique, kg/m ³ à 15 °C	351,7 à 687,8
Masse volumique, kg/m ³ à 20 °C	331,7 à 683,6
<i>Température °C</i>	-46,0 à 93,0
Température °F	-50,8 à 199,4
Pression	Conditions de saturation (point d'ébullition ou pression de vapeur de saturation) – voir Note 2 à 4.1

Le présent document spécifie également des conditions de référence standard de température et de pression pour les mesurages effectués sur le pétrole brut et ses sous-produits, notamment les gaz de pétrole liquéfiés (voir [Annexe B](#)).

Le présent document exclut la spécification des conditions de référence standard pour le gaz naturel, lesquelles sont données dans l'ISO 13443^[15].

2 Références normatives

Les documents suivants, en totalité ou en partie, sont référencés normativement dans ce documents et sont indispensables pour son application. Pour les références datées, seule l'édition citée s'applique. Pour les références non datées, la dernière édition du document de référence s'applique (y compris les éventuels amendements).

API Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS) Chapter 11.1-2004¹⁾/Adjunct to ASTM D1250-04²⁾/Adjunct to IP 200/04, *Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils/Addendum 1-2007*

API MPMS Chapter 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 June 1996*

API MPMS Chapter 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 Chapter 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 Chapter 11.5³⁾ Part 1-2009/Adjunct to ASTM D1250-08/Adjunct to IP 200/08, *Density/Weight/Volume Intraconversion — Part 1: Conversions of API gravity at 60 °F*

API MPMS Chapter 11.5³⁾ Part 2-2009/Adjunct to ASTM D1250-08/Adjunct to IP 200/08, *Density/Weight/Volume Intraconversion — Part 2: Conversions for Relative Density (60/60 °F)*

API MPMS Chapter 11.5³⁾ Part 3-2009/Adjunct to ASTM D1250-08/Adjunct to IP 200/08, *Density/Weight/Volume Intraconversion — Part 3: Conversions for Absolute Density at 15 °C*

3 Termes et définitions

Aucun terme ni aucune définition ne sont donnés dans ce document.

1) Disponible sur CD-ROM chez l'API. Référence produit H11013

2) Disponible sur CD-ROM chez ASTM International Headquarters. Référence produit ADJD1250CD

3) API MPMS Chapter 11.5 Parts 1-3 remplace les Volumes XI et XII de l'API MPMS Chapter 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80 (voir Annexe B).

L'ISO et la IEC tiennent à jour des bases de données terminologiques pour la normalisation aux adresses suivantes:

- Electropedia IEC: consultable sur <http://www.electropedia.org/>
- Plateforme ISO de navigation en ligne: consultable sur <http://www.iso.org/obp>

4 Origines des facteurs de correction de volume et lignes directrices d'utilisation

4.1 Origines des facteurs de correction de volume

Pour le commerce international en accord avec le présent document, il doit être fait référence à l'API MPMS Chapter 11.1-2004/Adjunct to ASTM D1250-04/Adjunct to IP 200/04, incluant l'Addendum 1-2007.

L'API MPMS Chapter 11.1-2004/Adjunct to ASTM D1250-04/Adjunct to IP 200/04, incluant l'Addendum 1-2007, fait la distinction entre les trois groupes de produits suivants: pétrole brut, produits raffinés, et huiles lubrifiantes. Une catégorie d'application spéciale est également incluse, laquelle indique une correction de volume basée sur l'entrée d'un coefficient de dilatation thermique obtenu expérimentalement.

NOTE 1 Des normes complémentaires sur le facteur de correction de volume API ont été publiées ultérieurement ou sont en cours d'élaboration pour des applications particulières. Voir [Annexe D](#).

L'API MPMS Chapter 11.1-2004/Adjunct to ASTM D1250-04/Adjunct to IP 200/04 délivre des procédures générales de conversion des données d'entrée pour générer les valeurs corrigées à la température et à la pression de base spécifiées par l'utilisateur, utilisant la correction de l'effet de la température sur le liquide (correction CTL), le coefficient de compressibilité (F_p), la correction de l'effet de la pression sur le liquide (correction CPL), ou la correction pour la température et la pression d'un liquide (correction CTPL), selon une forme qui est cohérente avec les procédures de calcul utilisées pour générer des valeurs de facteur de correction de volume (facteur VCF). Deux ensembles de procédures sont donnés pour le calcul du facteur de correction de volume: un ensemble pour les données exprimées en unités de mesure américaines (température en degrés Fahrenheit, pression manométrique en livres par pouce carré (psig)), l'autre ensemble pour le système d'unités SI (température en degrés Celsius, pression en kilopascal). Contrairement à l'API MPMS Chapter 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80, les procédures avec unités SI nécessitent d'utiliser la procédure pour les unités de mesure américaines pour calculer la masse volumique à 60 °F. Cette valeur est ensuite corrigée pour donner un résultat en unités SI.

Pour l'intraconversion de masse volumique/masse/volume, il doit être fait référence à l'API MPMS Chapter 11.5 Part 1 à Part 3/Adjunct to ASTM D1250-08/Adjunct to IP 200/08. Ces normes spécifient la conversion des mesures d'un système d'unités à l'autre pour des valeurs obtenues sous vide et dans l'air.

Pour les GNL et les GPL, il doit être fait référence à l'API MPMS Chapter 11.2.4-2007/GPA Technical Publication TP-27-2007. Les procédures de mise en œuvre décrivent la manière de calculer la correction CTL à partir d'un facteur de masse volumique adéquat à une température de base et à une température observée, et de calculer le facteur de masse volumique adéquat à une température de base à partir d'une densité relative à une température observée. Les procédures de mise en œuvre sont présentées par paires pour chaque température de base. Les procédures des Tables 23E et 24E de l'API MPMS Chapter 11.2.4-2007/GPA TP-27-2007 à une température de base de 60 °F sont données en premier. La procédure de la Table 23E utilise la procédure décrite dans la Table 24E, c'est pourquoi la Table 24E est présentée en premier. Ces procédures sont suivies des procédures des Tables 54E et 53E à une température de base de 15 °C, lesquelles utilisent les procédures des Tables 23E et 24E et sont à leur tour suivies des procédures des Tables 60E et 59E à une température de base de 20 °C, lesquelles utilisent les procédures décrites dans les Tables 23E et 24E.

Pour corriger les volumes de GNL et de GPL mesurés sous une certaine pression de manière à les convertir en volumes correspondants sous pression d'équilibre pour la température de la procédure telle que mesurée, il doit être fait référence à l'API MPMS Chapter 11.2.2-1986 (incluant les Errata de juin 1996) ou à l'API MPMS Chapter 11.2.2M-1986 ou si la masse volumique se trouve hors de l'intervalle de ces normes, API MPMS Chapter 11.2.1-1984 ou API MPMS Chapter 11.2.1M-1984.

Ces méthodes nécessitent de connaître la pression du point d'ébullition à l'équilibre (pression de vapeur) aux conditions mesurées. Cependant, la pression de vapeur du liquide de procédé n'est en général pas mesurée. La pression de vapeur peut également être calculée d'après des informations de composition, mais la composition n'est pas toujours mesurée pour les liquides de gaz naturel (GNL). Par conséquent, une corrélation pour la pression de vapeur des GNL fondée sur des propriétés qui sont normalement mesurées est requise, et l'API *MPMS* Chapter 11.2.5-2007/GPA Technical Publication TP-15^[19] peut être utilisé à cette fin. La procédure donnée dans l'API *MPMS* Chapter 11.2.5/GPA TP-15 donne un moyen simplifié pour estimer les pressions de vapeur à l'équilibre de divers GNL à partir de valeurs connues de densité relative (60 °F/60 °F) et de température de procédé du fluide. L'application prévue de cette procédure est de donner les valeurs de P_e (pression de vapeur à l'équilibre) requises pour déterminer les contributions de l'effet de pression sur les facteurs de correction de volume comme spécifié.

Se reporter à l'[Annexe C](#) pour connaître les titres des tables de mesure du pétrole données dans les éditions de 1980 des normes API, ASTM et IP sur le facteur de correction de volume, et la liste des documents ayant remplacé ces documents.

4.2 Lignes directrices d'utilisation

En raison de la nature des modifications incluses dans le présent document, il est admis que des préconisations concernant une période de mise en œuvre pourraient être nécessaires pour éviter des perturbations dans l'industrie et garantir une application correcte. En conséquence, il est recommandé d'appliquer le présent document à toutes les nouvelles applications de moins de deux ans à compter de la date de publication. Une application dans ce contexte est définie comme le point au niveau duquel le calcul est appliqué.

Une fois la norme révisée mise en œuvre dans une application particulière, la norme précédente ne sera plus utilisée pour cette application.

Il est important de noter que les résultats des calculs pour le pétrole brut, les produits raffinés ou les huiles lubrifiantes (mais pas pour les GNL ou les GPL) basés sur l'ISO 91-1 et l'ISO 91-2 ne s'écartent pas de manière significative du présent document. Le présent document reflète également les modifications qui ont été apportées aux procédures de calcul conduisant à une meilleure précision. Les plages des tables de facteur de correction de volume référencées dans le présent document ont été étendues (voir [Annexe A](#)).

Si une application existante pour le pétrole brut, les produits raffinés ou les huiles lubrifiantes (mais pas pour les GNL ou les GPL) est conforme à l'ISO 91-1 ou à l'ISO 91-2, elle doit alors être considérée comme conforme au présent document. Une fois ce document mis en œuvre dans une application particulière, ni l'ISO 91-1 ni l'ISO 91-2 ne doivent être utilisées dans cette application.

Néanmoins, l'utilisation de Normes internationales est facultative et la décision sur quand utiliser une norme est une question qui est soumise à négociations entre les parties impliquées dans la transaction.

NOTE Certaines normes ISO de détermination de la masse volumique pourraient ne pas avoir de niveaux de discrimination comparables à ceux spécifiés dans le présent document.

Annexe A (informative)

Modifications apportées aux normes précédentes

Entre la première publication des facteurs de correction de volume de 1980 (pour les pétroles bruts, les pétroles raffinés et les huiles lubrifiantes tels que donnés dans l'API *MPMS* Chapter 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80) et le milieu des années 1990, un certain nombre de besoins sont apparus dans l'industrie pétrolière et un certain nombre d'améliorations ont été mises en place dans la technologie informatique. Ces besoins et améliorations ont conduit à apporter et intégrer plusieurs modifications à l'API *MPMS* Chapter 11.1-2004/Adjunct to ASTM D1250-04/Adjunct to IP 200/04:

- Les précédentes éditions des tables de mesure du pétrole publiées portaient de l'hypothèse que les mesurages de la masse volumique étaient réalisés à l'aide d'un aréomètre en verre. Les tables de mesure du pétrole publiées en 1980 à numérotation impaire (voir [Tableau C.1](#)) incluait toutes une correction d'aréomètre sur la masse volumique observée. Dans l'API *MPMS* Chapter 11.1-2004/Adjunct to ASTM D1250-04/Adjunct to IP 200/04, aucune correction d'aréomètre en verre n'est appliquée. Il est supposé que toutes les masses volumiques mesurées avec un aréomètre en verre seront corrigées avant d'appliquer les calculs.
- L'API *MPMS* Chapter 11.1-1980 était basée sur des données obtenues en utilisant l'échelle internationale de température pratique, l'International Practical Temperature Scale, de 1968 (l'IPTS-68). Cette dernière a été remplacée par l'échelle internationale de température, l'International Temperature Scale, de 1990 (l'ITS-90). L'API *MPMS* Chapter 11.1-2004/Adjunct to ASTM D1250-04/Adjunct to IP 200/04 a pris cela en considération en corrigeant les valeurs de température d'entrée sur une base IPTS-68 avant la réalisation de tout autre calcul. Les masses volumiques standard sont également ajustées pour tenir compte des légers décalages au niveau des températures standard associées.
- La valeur acceptée de la masse volumique standard de l'eau à 60 °F diffère légèrement de la valeur utilisée dans l'API *MPMS* Chapter 11.1-1980. Cette nouvelle masse volumique standard de l'eau n'a d'influence que sur l'inter-conversion des valeurs de masse volumique par rapport à la densité relative et à la densité API. L'impact pourra être observé dans les Tables 5, 6, 23, et 24 (voir [Tableau C.1](#)) de l'API *MPMS* Chapter 11.1/Adjunct to ASTM D1250/Adjunct to IP 200.
- En 1988, l'IP a élaboré des procédures de mise en œuvre pour 20 °C (Tables 59 A, B et D, et Tables 60 A, B et D de l'API *MPMS* Chapter 11.1/ASTM D1250 —/IP 200 voir [Tableau C.1](#)) par extension des procédures utilisées pour les Tables à 15 °C. Cela visait à répondre aux besoins de pays qui utilisent la température de 20 °C comme température standard. Même si l'API n'a jamais publié ces tables, elles ont été mondialement adoptées en tant que document de référence pour l'ISO 91-2[6]. L'ISO 91-2 venait compléter l'ISO 91-1, la Norme internationale pour des températures de 60 °F et de 15 °C qui était basée sur le Volume X de l'API *MPMS* Chapter 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80 (voir [Tableau C.1](#)). L'édition de 2004 de l'API *MPMS* Chapter 11.1/Adjunct to ASTM D1250/Adjunct to IP 200 intègre les facteurs de correction de volume à 20 °C.
- Les tables pour les huiles lubrifiantes ont été développées et approuvées en tant que partie de l'API *MPMS* Chapter 11.1-1980, mais n'ont jamais été entièrement documentées. Seul le code FORTRAN a été publié par l'API aux Annexes (Appendix) A et B des Tables 5D et 6D publiées de l'API *MPMS* Chapter 11.1-1980/ASTM D1250-80/IP 200/80 (voir [Tableau C.1](#)). Les procédures de mise en œuvre des tables pour les huiles lubrifiantes sont apparues pour la première fois dans le document en Référence [20], et par la suite dans leurs tables à 20 °C. Les procédures de mise en œuvre sont à présent intégrées à l'API *MPMS* Chapter 11.1-2004/Adjunct to ASTM D1250-04/Adjunct to IP 200/04.