



INTERNATIONAL STANDARD ISO 14532:2001
TECHNICAL CORRIGENDUM 1

NORME INTERNATIONALE ISO 14532:2001
RECTIFICATIF TECHNIQUE 1

Published/Publié 2002-05-15

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION • МЕЖДУНАРОДНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ • ORGANISATION INTERNATIONALE DE NORMALISATION

Natural gas — Vocabulary

TECHNICAL CORRIGENDUM 1

Gaz naturel — Vocabulaire

RECTIFICATIF TECHNIQUE 1

Technical Corrigendum 1 to International Standard ISO 14532:2001 was prepared by Technical Committee ISO/TC 193, *Natural gas*.

Le Rectificatif technique 1 à la Norme internationale ISO 14532:2001 a été élaboré par le comité technique ISO/TC 193, *Gaz naturel*.

Page 53, subclause A.2.1

Replace the conversion factor “atm to bar” with

“atm to bar => bar = atm·1,013 25”.

Page 57, paragraphe A.2

Numéroter les paragraphes «**Pression**», «**Température**», «**Longueur**» et «**Énergie**» de la manière suivante:

A.2.1 Pression

A.2.2 Température

A.2.3 Longueur

A.2.4 Énergie

Dans le paragraphe «**Pression**», remplacer le facteur de conversion «atm en bar» avec

«atm en bar => bar = atm·1,013 25».

ICS 01.040.75; 75.060

Ref. No./Réf. n° ISO 14532:2001/Cor.1:2002(E/F)

© ISO 2002 – All rights reserved/Tous droits réservés

Printed in Switzerland/Imprimé en Suisse

Copyright International Organization for Standardization
Reproduced by IHS under license with ISO
No reproduction or networking permitted without license from IHS

Not for Resale

INTERNATIONAL
STANDARD

ISO
14532

NORME
INTERNATIONALE

First edition
Première édition
2001-08-01

Natural gas — Vocabulary

Gaz naturel — Vocabulaire



Reference number
Numéro de référence
ISO 14532:2001(E/F)

© ISO 2001

PDF disclaimer

This PDF file may contain embedded typefaces. In accordance with Adobe's licensing policy, this file may be printed or viewed but shall not be edited unless the typefaces which are embedded are licensed to and installed on the computer performing the editing. In downloading this file, parties accept therein the responsibility of not infringing Adobe's licensing policy. The ISO Central Secretariat accepts no liability in this area.

Adobe is a trademark of Adobe Systems Incorporated.

Details of the software products used to create this PDF file can be found in the General Info relative to the file; the PDF-creation parameters were optimized for printing. Every care has been taken to ensure that the file is suitable for use by ISO member bodies. In the unlikely event that a problem relating to it is found, please inform the Central Secretariat at the address given below.

PDF – Exonération de responsabilité

Le présent fichier PDF peut contenir des polices de caractères intégrées. Conformément aux conditions de licence d'Adobe, ce fichier peut être imprimé ou visualisé, mais ne doit pas être modifié à moins que l'ordinateur employé à cet effet ne bénéficie d'une licence autorisant l'utilisation de ces polices et que celles-ci y soient installées. Lors du téléchargement de ce fichier, les parties concernées acceptent de fait la responsabilité de ne pas enfreindre les conditions de licence d'Adobe. Le Secrétariat central de l'ISO décline toute responsabilité en la matière.

Adobe est une marque déposée d'Adobe Systems Incorporated.

Les détails relatifs aux produits logiciels utilisés pour la création du présent fichier PDF sont disponibles dans la rubrique General Info du fichier; les paramètres de création PDF ont été optimisés pour l'impression. Toutes les mesures ont été prises pour garantir l'exploitation de ce fichier par les comités membres de l'ISO. Dans le cas peu probable où surviendrait un problème d'utilisation, veuillez en informer le Secrétariat central à l'adresse donnée ci-dessous.

© ISO 2001

The reproduction of the terms and definitions contained in this International Standard is permitted in teaching manuals, instruction booklets, technical publications and journals for strictly educational or implementation purposes. The conditions for such reproduction are: that no modifications are made to the terms and definitions; that such reproduction is not permitted for dictionaries or similar publications offered for sale; and that this International Standard is referenced as the source document.

With the sole exceptions noted above, no other part of this publication may be reproduced or utilized in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying and microfilm, without permission in writing from either ISO at the address below or ISO's member body in the country of the requester.

La reproduction des termes et des définitions contenus dans la présente Norme internationale est autorisée dans les manuels d'enseignement, les modes d'emploi, les publications et revues techniques destinés exclusivement à l'enseignement ou à la mise en application. Les conditions d'une telle reproduction sont les suivantes: aucune modification n'est apportée aux termes et définitions; la reproduction n'est pas autorisée dans des dictionnaires ou publications similaires destinés à la vente; la présente Norme internationale est citée comme document source.

À la seule exception mentionnée ci-dessus, 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 et les microfilms, sans l'accord écrit de l'ISO à l'adresse ci-après ou du comité membre de l'ISO dans le pays du demandeur.

ISO copyright office
Case postale 56 • CH-1211 Geneva 20
Tel. + 41 22 749 01 11
Fax + 41 22 749 09 47
E-mail copyright@iso.ch
Web www.iso.ch

Printed in Switzerland/Imprimé en Suisse

Contents		Page
Foreword.....		v
Introduction		vii
1	Scope	1
2	Terms and definitions	1
2.1	General definitions	1
2.1.1	Natural gas	1
2.1.2	Pipeline network	6
2.2	Measurement methods.....	7
2.2.1	General definitions	7
2.2.2	Specific methods	9
2.3	Sampling.....	11
2.3.1	Sampling methods.....	11
2.3.2	Sampling devices.....	12
2.3.3	Conditioning device	13
2.3.4	Other definitions	14
2.4	Analytical systems.....	15
2.5	Analysis	18
2.5.1	Metrology.....	18
2.5.2	Calibration and quality control.....	21
2.5.3	Gas analysis.....	24
2.5.3.1	General definitions.....	24
2.5.3.2	Analysed components.....	26
2.5.3.3	Trace component [constituent]	28
2.5.3.4	Analyser response	31
2.5.3.5	Calibration gas mixtures	35
2.5.3.5.1	General definitions from metrology	35
2.5.3.5.2	Definitions relevant to gas mixtures	38
2.5.4	Statistics	39
2.6	Physical and chemical properties.....	40
2.6.1	Reference conditions	40
2.6.2	Behaviour of ideal and real gas.....	41
2.6.3	Density	43
2.6.4	Combustion properties	44
2.6.5	Dew points.....	46
2.6.5.1	Water dew point	46
2.6.5.2	Hydrocarbon dew point	47
2.6.6	Other definitions	47
2.7	Interchangeability	48
2.8	Odorization	49
Annex A (informative) Subscripts, symbols and units.....		51
Bibliography		59
Index		65

Sommaire	Page
Avant-propos	vi
Introduction	viii
1 Domaine d'application	1
2 Termes et définitions	1
2.1 Définitions générales.....	1
2.1.1 Gaz naturel.....	1
2.1.2 Réseau	6
2.2 Méthodes de mesurage	7
2.2.1 Définitions générales.....	7
2.2.2 Méthodes spécifiques	9
2.3 Échantillonnage	11
2.3.1 Méthodes d'échantillonnage.....	11
2.3.2 Dispositifs d'échantillonnage	12
2.3.3 Dispositifs de conditionnement	13
2.3.4 Autres définitions	14
2.4 Systèmes d'analyse	15
2.5 Analyse	18
2.5.1 Métrologie.....	18
2.5.2 Étalonnage et contrôle qualité.....	21
2.5.3 Analyse des gaz.....	24
2.5.3.1 Définitions générales.....	24
2.5.3.2 Constituants analysés	26
2.5.3.3 Constituants en traces.....	28
2.5.3.4 Réponse de l'analyseur	31
2.5.3.5 Mélanges de gaz pour étalonnage.....	35
2.5.3.5.1 Définitions générales de métrologie	35
2.5.3.5.2 Définitions relatives aux mélanges gazeux.....	38
2.5.4 Statistiques.....	39
2.6 Propriétés physiques et chimiques	40
2.6.1 Conditions de référence.....	40
2.6.2 Comportement des gaz parfaits et réels	41
2.6.3 Masse volumique et densité	43
2.6.4 Propriétés de combustion.....	44
2.6.5 Points de rosée	46
2.6.5.1 Point de rosée eau	46
2.6.5.2 Point de rosée hydrocarbures	47
2.6.6 Autres définitions	47
2.7 Interchangeabilité	48
2.8 Odorisation.....	49
Annexe A (informative) Indices, symboles et unités	55
Bibliographie	62
Index	67

Foreword

ISO (the International Organization for Standardization) is a worldwide federation of national standards bodies (ISO member bodies). The work of preparing International Standards is normally carried out through ISO technical committees. Each member body interested in a subject for which a technical committee has been established has the right to be represented on that committee. International organizations, governmental and non-governmental, in liaison with ISO, also take part in the work. ISO collaborates closely with the International Electrotechnical Commission (IEC) on all matters of electrotechnical standardization.

International Standards are drafted in accordance with the rules given in the ISO/IEC Directives, Part 3.

Draft International Standards adopted by the technical committees are circulated to the member bodies for voting. Publication as an International Standard requires approval by at least 75 % of the member bodies casting a vote.

Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this International Standard may be the subject of patent rights. ISO shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights.

International Standard ISO 14532 was prepared by Joint Technical Committee ISO/TC 193, *Natural gas*.

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 (CEI) en ce qui concerne la normalisation électrotechnique.

Les Normes internationales sont rédigées conformément aux règles données dans les Directives ISO/CEI, Partie 3.

Les projets de Normes internationales adoptés par les comités techniques sont soumis aux comités membres pour vote. Leur publication comme Normes internationales requiert l'approbation de 75 % au moins des comités membres votants.

L'attention est appelée sur le fait que certains des éléments de la présente Norme internationale 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.

La Norme internationale ISO 14532 a été élaborée par le comité technique ISO/TC 193, *Gaz naturel*.

Introduction

ISO Technical Committee 193, *Natural Gas*, was established in May, 1989, with the task of creating new International Standards, and updating existing International Standards relevant to natural gas. This includes gas analysis, direct measurement of properties, quality designation and traceability.

In these activities, a comprehensive and uniform review of the definitions, symbols and abbreviations used in the International Standards was not previously systematically pursued. The development of International Standards with terminology created to suit specific purposes often resulted in the detriment of uniformity and cohesiveness between International Standards.

Thus, there is the need for harmonization of the terminology used in the International Standards pertaining to natural gas. The intention of this International Standard is to incorporate the reviewed definitions into the ISO/TC 193 source International Standards.

The aim is to create a coherent body of International Standards which support each other with regard to their definitions. Common and unambiguous terms and definitions used throughout all International Standards is the starting point for the understanding and application of every International Standard.

The presentation of this International Standard has been arranged to facilitate its use as follows:

- Major headings pertain to specific fields of the natural gas industry. All definitions which fall under these headings, as gleaned from ISO International Standards issued through ISO/TC 193, are listed under that heading. A review of the Contents will serve to facilitate finding specific terms.
- Notes are given under numerous definitions where it was deemed important to give informative guidance for a given definition. The notes are not considered a part of the definition.

Introduction

Le Comité technique ISO/TC 193 a été créé en mai 1989 pour élaborer des normes nouvelles et mettre à jour les normes existantes dans le domaine du gaz naturel, et notamment l'analyse, le mesurage direct des propriétés, la désignation des qualités et la traçabilité.

Son activité n'ayant pas impliqué à l'origine une étude complète et uniforme des définitions, symboles et abréviations existant dans les normes, l'élaboration de terminologies pour répondre à des besoins spécifiques a souvent été entreprise au mépris de l'uniformité et de la cohérence entre les documents.

Il s'est donc avéré un besoin d'harmonisation des termes utilisés dans les normes relatives au gaz naturel pour créer dans ces normes un corps de définitions s'étayant les unes les autres. Une terminologie et des définitions communes et non ambiguës dans toutes les normes est en effet le point de départ de la compréhension et de l'application de chacune.

Le groupe de travail s'est mis d'accord sur une présentation de la norme visant à faciliter son usage, avec:

- des grands titres correspondant à des secteurs spécifiques de l'industrie du gaz naturel et regroupant toutes les définitions dérivant de ces secteurs glanées dans les normes ISO publiées par l'ISO/TC 193, le sommaire facilitant la recherche des termes particuliers;
- des notes données sous les nombreuses définitions nécessitant des compléments d'information. Ces notes ne font pas partie intégrante de la définition.

Natural gas — Vocabulary

1 Scope

This International Standard establishes the terms, definitions, symbols and abbreviations used in the field of natural gas.

The terms and definitions have been reviewed and studied in order to cover all aspects of any particular term with input from other sources such as European standards from CEN (The European Committee for standardization), national standards and existing definitions in the IGU dictionary of the gas industry.

2 Terms and definitions

2.1 General definitions

For the purposes of this International Standard, the following terms and definitions apply.

2.1.1 Natural gas

2.1.1.1

natural gas

NG

complex gaseous mixture of hydrocarbons, primarily methane, but generally also including ethane, propane and higher hydrocarbons in much smaller amounts and some non-combustible gases, such as nitrogen and carbon dioxide

NOTE 1 Natural gas generally also includes minor amounts of trace constituents.

NOTE 2 Natural gas is produced and processed from the raw gas or liquefied natural gas and, if required, blended to the extent suitable for direct use (e.g. as gaseous fuel).

NOTE 3 Natural gas remains in the gaseous state under the temperature and pressure conditions normally found in service.

NOTE 4 Natural gas consists predominantly of methane (mole fraction greater than 0,70), and has a superior calorific value normally within the range 30 MJ/m³ to 45 MJ/m³. It contains also ethane (typically up to 0,10 mole fraction), propane, butanes and higher alkanes in steadily decreasing

Gaz naturel — Vocabulaire

1 Domaine d'application

La présente norme a pour objet de donner les définitions, symboles et abréviations se rapportant aux termes utilisés dans le domaine du gaz naturel.

Les définitions ont été étudiées ou revues de manière à couvrir toutes les acceptions particulières des termes provenant également d'autres sources telles que les normes européennes du CEN (Comité européen de normalisation), les normes nationales et le dictionnaire U.I.I.G de l'industrie du gaz.

2 Termes et définitions

2.1 Définitions générales

Pour les besoins de la présente Norme internationale, les termes et définitions suivants s'appliquent.

2.1.1 Gaz naturel

2.1.1.1

gaz naturel

mélange complexe d'hydrocarbures, composé principalement de méthane, mais également, en beaucoup plus faibles quantités, d'éthane, de propane et d'hydrocarbures supérieurs, et pouvant également renfermer certains gaz non combustibles tels que l'azote et le dioxyde de carbone

NOTE 1 Le gaz naturel renferme aussi de faibles quantités de constituants à l'état de traces.

NOTE 2 Le gaz naturel est produit à partir de gaz brut ou de gaz naturel liquéfié que l'on traite et qu'on mélange, si besoin est, à un degré compatible avec son utilisation directe (par exemple comme combustible gazeux).

NOTE 3 Le gaz naturel demeure à l'état gazeux dans les conditions de température et de pression normalement rencontrées en service.

NOTE 4 Le gaz naturel se compose principalement de méthane (fraction molaire supérieure à 0,70); son pouvoir calorifique supérieur se situe normalement dans une plage comprise entre 30 MJ/m³ et 45 MJ/m³. Il contient également

amounts. Nitrogen and carbon dioxide are the principal non-combustible components, each present at levels which typically vary from less than 0,01 mole fraction to 0,20 mole fraction.

Natural gas is processed from the raw gas so as to be suitable for use as industrial, commercial, residential fuel or as a chemical feedstock. The processing is intended to reduce the contents of potentially corrosive components, such as hydrogen sulfide and carbon dioxide, and of other components, such as water and higher hydrocarbons, potentially condensable in the transmission and distribution of the gas. Hydrogen sulfide, organic sulfur compounds and water are then reduced to trace amounts, and high carbon dioxide contents are likely to be reduced to below 0,05 mole fraction.

Natural gas is normally technically free from aerosol, liquid and particulate matter.

In some circumstances, natural gas may be blended with town gas or coke oven gas, in which case hydrogen and carbon monoxide can be present in amounts up to 0,10 mole fraction and 0,03 mole fraction respectively. In this case, small amounts of ethylene may also be present.

Natural gas may also be blended with LPG/air mixtures, in which case oxygen can be present, and the levels of propane and butanes can be considerably enhanced.

NOTE 5 Pipeline quality natural gas is one which has been processed so as to be suitable for direct use as industrial, commercial, residential fuel or as a chemical feed stock.

The processing is intended to reduce the corrosive and toxicity effects of certain components, and to avoid condensation of water or hydrocarbons in the transmission and distribution of the gas.

Hydrogen sulfide and water should only be present in trace amounts, and high carbon dioxide content is likely to be reduced.

2.1.1.2 raw gas

unprocessed gas taken from well heads, through gathering lines, to processing or treating facilities

NOTE Raw gas can also be partially processed well-head gas taken from basic upstream processing facilities.

de l'éthane (généralement en fraction molaire de 0,10 au maximum), du propane, des butanes et des alcanes supérieurs en quantités décroissant régulièrement. L'azote et le dioxyde de carbone sont ses principaux constituants non combustibles, chacun étant présent à un niveau qui peut varier entre 0,01 et 0,20 en fraction molaire.

Le gaz naturel brut est transformé en combustible industriel, commercial ou domestique, ou en matière première pour l'industrie chimique. Ce traitement vise à diminuer la teneur en constituants potentiellement corrosifs tels que le sulfure d'hydrogène et le dioxyde de carbone, ainsi que d'autres composés tels que l'eau ou les hydrocarbures supérieurs qui peuvent se condenser pendant le transport ou la distribution du gaz. Le sulfure d'hydrogène (hydrogène sulfuré), les composés organiques soufrés et l'eau sont ainsi réduits à l'état de traces et la quantité élevée de dioxyde de carbone diminue jusqu'à ne plus dépasser une fraction molaire de 0,05.

Normalement, le gaz naturel est techniquement exempt d'aérosols, de liquides et de matières particulières.

Dans certaines conditions, le gaz naturel peut être mélangé avec du gaz de ville ou du gaz de four à coke, auquel cas sa teneur en hydrogène et en monoxyde de carbone peut atteindre des fractions molaires de 0,10 et 0,03 respectivement. De petites quantités d'éthylène peuvent également être présentes.

Le gaz naturel peut également être mélangé à des mélanges air/gaz de pétrole liquéfiés (GPL), auquel cas il contiendra de l'oxygène, de même que du propane et des butanes en quantités fortement accrues.

NOTE 5 Le gaz naturel de qualité «transport» (ou «gazoduc») est un gaz qui a été traité de manière à pouvoir être utilisé directement comme combustible industriel, commercial ou domestique ou comme matière première pour l'industrie chimique.

Son traitement est destiné à réduire les effets corrosifs et toxiques de certains constituants, et à éviter la condensation de l'eau ou des hydrocarbures dans les réseaux de transport et de distribution du gaz.

En règle générale l'hydrogène sulfuré et l'eau ne sont présents qu'à l'état de traces et le dioxyde de carbone en quantités réduites.

2.1.1.2 gaz brut

gaz non traité transporté par les canalisations de gaz brut, depuis les têtes de puits jusqu'aux installations de traitement

NOTE Le gaz brut peut également être du gaz de tête de puits partiellement traité dans des installations rudimentaires en amont.

2.1.1.3**substitute natural gas****SNG**

manufactured or blended gas which is interchangeable in its properties with natural gas

2.1.1.4**manufactured gas****synthetic gas**

gas which has been treated and may contain components which are not typical of natural gas

NOTE Manufactured (synthetic) gases may contain substantial amounts of chemical species which are not typical of natural gases or common species found in atypical proportions as in the case of wet and sour gases.

Manufactured gases fall into two distinct categories, as follows:

- a) those which are intended as synthetic or substitute natural gases, and which closely match true natural gases in both composition and properties;
- b) those which, whether or not intended to replace or enhance natural gas in service, do not closely match natural gases in composition.

In the case a), the composition of the manufactured gas may be such that the gas is indistinguishable from that of a possible true natural gas. However, more often a manufactured gas, even if it contains inert and lower hydrocarbon gases in satisfactory proportions, does not exhibit the distinctive hydrocarbon "tail" of a true natural gas and may additionally contain small but significant amounts of non-alkane hydrocarbons.

Case b) includes gases such as town gas, (undiluted) coke oven gas, and LPG/air mixtures, none of which is compositionally similar to a true natural gas (even though, in the latter case, it may be operationally interchangeable with natural gas).

2.1.1.5**lean gas**

natural gas containing more than 0,15 mole fraction of nitrogen or 0,05 mole fraction of carbon dioxide

NOTE According to ASTM D 4150^[46], a lean gas is a natural gas containing little or no hydrocarbons recoverable as liquid product.

2.1.1.3**gaz naturel de substitution**

gaz manufacturé ou ajusté que ses propriétés rendent interchangeable avec du gaz naturel

2.1.1.4**gaz manufacturé****gaz de synthèse**

gaz qui a été traité et qui peut contenir des constituants qui ne sont pas typiques des gaz naturels

NOTE Les gaz manufacturés (de synthèse) peuvent renfermer des quantités substantielles d'espèces chimiques qui ne sont pas typiques des gaz naturels; ils peuvent également renfermer des espèces communes, mais en proportions atypiques comme c'est le cas pour les gaz humides et les gaz acides (corrosifs).

Les gaz manufacturés se classent en deux catégories distinctes:

- a) les gaz qui sont destinés à remplacer les gaz naturels et dont la composition et les propriétés sont très proches de celles des vrais gaz naturels;
- b) les gaz, destinés ou non à remplacer les gaz naturels ou à les améliorer, mais dont la composition ne correspond pas étroitement à celle des gaz naturels.

La composition d'un gaz manufacturé de la catégorie a) peut être telle qu'elle ne puisse être distinguée de celle d'un gaz naturel véritable. Toutefois, le plus souvent, un gaz manufacturé, même s'il renferme des gaz inertes et des hydrocarbures légers en proportions satisfaisantes, ne présentera toutefois souvent pas la «série» d'hydrocarbures distinctive du gaz naturel, et pourra en outre renfermer des quantités petites mais significatives d'hydrocarbures non alcanes.

La catégorie b) renferme des gaz tels que le gaz de ville, le gaz de cokerie (non dilué) et des mélanges air/GPL dont aucun n'est similaire en composition au gaz naturel véritable (même s'il peut être interchangeable avec lui d'un point de vue opérationnel).

2.1.1.5**gaz pauvre**

gaz naturel qui contient des fractions molaires d'azote ou de dioxyde de carbone supérieures à 0,15 mole ou 0,05 mole respectivement

NOTE Selon l'ASTM D 4150^[46], un gaz pauvre est un gaz naturel qui contient peu ou pas d'hydrocarbures récupérables sous forme de produit liquide.

2.1.1.6

rich gas

natural gas containing more than 0,10 mole fraction of ethane, or 0,035 mole fraction of propane

NOTE According to ASTM D 4150^[46], a rich gas is a natural gas containing condensable hydrocarbons that can be recovered as liquid product.

2.1.1.7

wet gas

gas which falls short of qualifying as pipeline quality natural gas by the inclusion of undesirable components such as water vapour, free water and/or liquid hydrocarbons, in significantly greater amounts than those quoted for pipeline quality natural gas ¹⁾

2.1.1.8

sour gas

gas failing the qualification as pipeline quality natural gas due to the inclusion of undesirable components such as hydrogen sulfide or carbon dioxide in significantly greater amounts than those quoted for pipeline quality natural gas

NOTE 1 Typically wet and sour gases may be unprocessed (well-head) or partially-processed natural gases and may also contain condensed hydrocarbons, traces of carbonyl sulfide and process fluid vapours such as methanol or glycols.

NOTE 2 According to ASTM D 4150^[46], a sour gas is a natural gas containing amounts of sulfur compounds such that it makes it impractical to use, without purification, because of its toxicity or its corrosive effect on piping and equipment. A sweet gas, on the contrary, is a natural gas containing such small amounts of compounds of sulfur that it can be used without purification, with no toxic effects and no deleterious effects on piping and equipment.

NOTE 3 Carbon dioxide in the presence of free water can be an important cause of corrosion damage to pipelines.

2.1.1.6

gaz riche

gaz naturel qui contient des fractions molaires d'éthane ou de propane supérieures à 0,10 mole ou 0,035 mole respectivement

NOTE Selon l'ASTM D 4150^[46], un gaz riche est un gaz naturel qui contient des hydrocarbures condensables récupérables sous forme de produit liquide.

2.1.1.7

gaz humide

gaz qui pourrait être inclus dans la catégorie des gaz naturels de qualité «transport» (ou «gazoduc») s'il ne renfermait pas des constituants indésirables tels que de la vapeur d'eau, de l'eau libre et/ou des hydrocarbures liquides en quantités notablement supérieures à celles que contiennent les gaz naturels de qualité «transport»¹⁾

2.1.1.8

gaz acide

gaz corrosif

gaz qui pourrait être inclus dans la catégorie des gaz naturels de qualité «transport» (ou «gazoduc») s'il ne renfermait pas des constituants indésirables tels que de l'hydrogène sulfuré ou du dioxyde de carbone en quantités notablement supérieures à celles que contiennent les gaz naturels de qualité «transport»

NOTE 1 De façon typique, les gaz humides et acides peuvent être des gaz naturels non traités (gaz de tête de puits) ou des gaz naturels partiellement traités; ils peuvent également contenir des hydrocarbures condensés, des traces de sulfure de carbone et des vapeurs de fluides de traitement tels que du méthanol ou des glycols.

NOTE 2 Selon l'ASTM D 4150^[46], un gaz acide est un gaz naturel contenant une quantité telle de constituants soufrés qu'il est impossible de l'utiliser sans le purifier en raison de sa toxicité ou de l'action corrosive qu'il peut avoir sur les canalisations et le matériel. Un gaz non corrosif, au contraire, est un gaz naturel contenant si peu de constituants soufrés qu'il est possible de l'utiliser sans le purifier, car il n'est pas toxique et n'a pas d'effet corrosif sur les canalisations et le matériel.

NOTE 3 Du dioxyde de carbone en présence d'eau libre peut être un facteur important de corrosion pouvant endommager les canalisations.

1) See also the three notes under 2.1.1.8.

1) Voir aussi les trois notes sous 2.1.1.8.

2.1.1.9**dry natural gas**

natural gas containing a mole fraction of water of no more than 0,005 % [50 ppm (molar)] in the vapour phase

NOTE Water vapour content in natural gas may be expressed both in terms of water concentration (ppm or mg/m³) and in terms of water dew point. Many relationships can be found in literature correlating water vapour content to dew point. Experimental and theoretical studies on this matter are still being conducted.

The knowledge of water vapour content in natural gas is of particular interest for a safe and efficient transmission and distribution of the gas. Water vapour content in natural gas can be responsible for corrosion phenomena (for example, when in the presence of carbon dioxide, hydrogen sulfide or oxygen) and for hydrate formation. Plugs of liquid water can also hinder transmission operations.

The requirement for gas to be dry may vary significantly depending on the kind of application (transmission, distribution, compressed natural gas for vehicles) and on the location (countries with very cold climates usually have more stringent requirements).

Transmission companies tend to specify very low levels of water content so as to prevent problems which can possibly occur at the high pressures involved. Water content is often specified in terms of water dew point temperature at a defined pressure. These conditions generally correspond to contents ranging from 0,006 % (mole fraction) [60 ppm (molar)] to 0,008 % (mole fraction) [80 ppm (molar)] in water.

At the downstream end of the pipeline, gas is sold to consumers at close to atmospheric pressure, and hence can contain up to about 2 % (mole fraction) of water. Regulations may exist to regulate the cost to the consumer which will depend upon whether the gas is dry or wet under distribution conditions. These regulations will take a very different viewpoint of "wet" and "dry" from those needed for transmission purposes. In the UK, a gas is considered dry if the water content is below about 0,06 % (mole fraction) [600 ppm (molar)] and can be sold by a public gas supplier to the consumer as a gas containing no water. The requirement for distributed gas to be described as dry, where it does exist, may be expected to vary significantly from country to country.

In general practice in the United States, natural gas is considered to be "dry" with a water content of about 0,015 % (mole fraction) [7 lb/10⁶ft³ or about 150 ppm (molar)].

2.1.1.9**gaz naturel sec**

gaz naturel qui ne renferme pas plus qu'une fraction molaire de 0,005 % [50 ppm (fraction molaire)] d'eau à l'état de vapeur

NOTE La teneur en vapeur d'eau du gaz naturel peut être exprimée soit en termes de concentration (ppm ou mg/m³), soit en termes de point de rosée. De nombreuses références peuvent être trouvées dans la littérature scientifique sur la corrélation entre la teneur en vapeur d'eau et le point de rosée. Des études, tant expérimentales que théoriques, sont toujours en cours sur le sujet.

La connaissance de la teneur en eau du gaz naturel est particulièrement intéressante pour la sécurité et l'efficacité du transport et de la distribution du gaz. La présence de vapeur d'eau dans le gaz naturel peut être responsable de phénomènes de corrosion (en présence de dioxyde de carbone, d'hydrogène sulfuré ou d'oxygène, par exemple), et peut également être à l'origine de la formation d'hydrates. Des bouchons de condensation d'eau liquide peuvent également gêner les opérations de transfert.

Les exigences de siccité du gaz peuvent varier de façon significative en fonction du type d'application (transport, distribution, gaz naturel comprimé pour véhicules) et du lieu (les pays à climat très froid ont généralement des prescriptions plus rigoureuses).

Les sociétés de transport tendent à spécifier des niveaux de teneur en eau très bas pour éviter les problèmes pouvant survenir aux pressions élevées. La teneur en eau est en ce cas souvent spécifiée en termes de température de rosée à une pression définie. Cette exigence correspond habituellement à une teneur en eau de l'ordre de 0,006 % (fraction molaire) [60 ppm (fraction molaire)] à 0,008 % (fraction molaire) [80 ppm (fraction molaire)].

En aval de la canalisation, le gaz est vendu au consommateur à une pression proche de la pression atmosphérique et peut donc contenir jusqu'à 2 % d'eau environ (fraction molaire). Des réglementations peuvent exister qui fixent le prix du gaz chez le consommateur selon qu'il est sec ou humide dans les conditions de distribution. Ces réglementations ont un point de vue différent le l'«humide» et du «sec» de celui des sociétés de transport. Au Royaume-Uni, par exemple, le gaz vendu au consommateur par un fournisseur public est considéré comme sec, et peut être tarifé comme tel, si sa teneur en eau est inférieure à 0,06 % (fraction molaire) [600 ppm (fraction molaire)] environ. La signification, pour le gaz distribué, du qualificatif «sec» exigé le cas échéant, peut donc varier de manière notable d'un pays à l'autre.

Dans la pratique, le gaz naturel est considéré comme «sec» aux États-Unis lorsque sa teneur en eau est d'environ 0,015 % (fraction molaire) [7 lb/10⁶ft³ soit environ 150 ppm (fraction molaire)].

2.1.1.10

high pressure natural gas

natural gas with a pressure exceeding 200 kPa

NOTE In many national standards, high pressure gas is specified at a pressure exceeding 100 kPa. For laboratory use, the value is set at 200 kPa for practical reasons.

2.1.1.11

low pressure natural gas

natural gas having a pressure between 0 kPa and 200 kPa

NOTE These ranges are in accordance with ISO 10715^[31].

2.1.1.12

compressed natural gas

CNG

natural gas used as a fuel for vehicles, typically compressed up to 20 000 kPa in the gaseous state

2.1.1.13

liquefied natural gas

LNG

natural gas which has been liquefied, after processing, for storage or transportation purposes

NOTE Liquid natural gas is revaporized and introduced into pipelines for transmission and distribution as natural gas.

2.1.1.14

gas quality

attribute of natural gas defined by its composition and its physical properties

2.1.2 Pipeline network

2.1.2.1

pipeline grid

system of interconnected pipelines, both national and international, which serve to transmit natural gas to local distribution systems

2.1.2.2

local distribution system

LDS

gas mains and services which supply natural gas directly to consumers

2.1.1.10

gaz naturel haute pression

gaz naturel dont la pression dépasse 200 kPa

NOTE Dans de nombreuses réglementations nationales, le gaz haute pression est spécifié à une pression supérieure à 100 kPa. Pour des raisons pratiques, la valeur est fixée à 200 kPa pour l'usage en laboratoire.

2.1.1.11

gaz naturel basse pression

gaz naturel dont la pression est comprise entre 0 kPa et 200 kPa

NOTE Ces plages correspondent à l'ISO 10715^[31].

2.1.1.12

gaz naturel comprimé

GNC

gaz naturel utilisé comme combustible dans les véhicules, comprimé généralement jusqu'à 20 000 kPa à l'état gazeux

2.1.1.13

gaz naturel liquéfié

GNL

gaz naturel qui a subi un traitement de liquéfaction pour pouvoir être stocké ou transporté

NOTE Le gaz naturel liquide est regazéifié et réintroduit dans les canalisations pour pouvoir être transporté et distribué.

2.1.1.14

qualité du gaz

caractéristique du gaz naturel dépendant de sa composition et de ses propriétés physiques

2.1.2 Réseau

2.1.2.1

réseau de transport

ouvrage de canalisations interconnectées, tant nationales que transnationales, destiné à acheminer le gaz naturel jusqu'aux réseaux locaux de distribution

2.1.2.2

réseau local de distribution

réseau et branchements qui acheminent le gaz naturel directement jusqu'au consommateur

2.1.2.3**delivery point**

location where the natural gas is transferred from the pipeline grid to the local distribution system

2.1.2.4**injection point**

location where a supplier of natural gas feeds into the pipeline grid

2.1.2.5**feeding station**

system of pipelines, measurement and regulation (pressure control), and ancillary devices at the injection point of the pipeline grid used for the custody transfer of natural gas

2.1.2.6**outlet station**

system of pipelines, measurement and regulation (pressure control), and ancillary devices for the delivery of natural gas from the pipeline grid into the local distribution system

NOTE 1 Outlet stations are often called gate stations.

NOTE 2 The custody transfer of natural gas into a pipeline grid and from transmission pipeline grid to local distribution systems requires equipment designed and installed to meet the physical needs of both parties, and to provide for accurate energy measurement to the satisfaction of both.

2.2 Measurement methods**2.2.1 General definitions****2.2.1.1****absolute measurement**

measurement of a property from fundamental metrological quantities

NOTE For example, the determination of the mass of a gas using certified masses.

2.2.1.2**direct measurement**

measurement of a property from quantities which, in principle, define the property

NOTE For example, the determination of the calorific value of a gas using the thermometric measurement of the energy released in the form of heat during the combustion of a known amount of gas.

2.1.2.3**point de livraison**

point où le gaz naturel est transféré du réseau de transport dans le réseau local de distribution

2.1.2.4**point d'injection**

point où un fournisseur introduit le gaz naturel dans le réseau de transport

2.1.2.5**poste d'alimentation**

ensemble de canalisations, de dispositifs de mesurage et de régulation (régulation de pression), et de dispositifs auxiliaires, situé au point d'injection du réseau de transport utilisé pour le transfert de garde du gaz naturel

2.1.2.6**poste de sortie**

ensemble de canalisations, de dispositifs de mesurage et de régulation (régulation de pression), et de dispositifs auxiliaires, pour la réception du gaz naturel dans le système local de distribution depuis le réseau de transport

NOTE 1 Ces postes de sortie sont souvent appelés points de livraison.

NOTE 2 Le transfert de garde du gaz naturel dans un réseau de transport, puis du réseau de transport dans les réseaux locaux de distribution nécessite un équipement spécialement conçu et installé pour répondre aux besoins matériels des deux parties, et pour garantir une précision de mesurage de l'énergie les satisfaisant toutes deux.

2.2 Méthodes de mesurage**2.2.1 Définitions générales****2.2.1.1****mesurage absolu**

mesurage d'une propriété à partir de grandeurs métrologiques fondamentales

NOTE Par exemple, détermination de la masse d'un gaz à partir de masses certifiées.

2.2.1.2**mesurage direct**

mesurage d'une propriété à partir de grandeurs qui, en principe, définissent cette propriété

NOTE Par exemple, détermination du pouvoir calorifique d'un gaz par mesurage thermométrique de l'énergie dégagée sous forme de chaleur pendant la combustion d'une quantité connue de ce gaz.

2.2.1.3

indirect measurement

measurement of a property from quantities which, in principle, do not define the property, but have a known relationship with the property

NOTE For example, the determination of the calorific value from measurements of the air-to-gas ratio required to achieve stoichiometric combustion which is related linearly to the calorific value.

2.2.1.4

inferential measurement

measurement of a property from quantities by comparison or interpolation of readings produced by an instrument calibrated using accepted reference materials

NOTE For example, the determination of the calorific value from measurement of the rise in temperature of a heat-exchange fluid caused by the combustion of a gas and calibrated using a substance having a known calorific value. Inferential measurements may be either direct or indirect.

2.2.1.5

measurement method for direct measurement of properties

method for determining the physical properties of natural gas which does not require a detailed component analysis of the gas

NOTE Such measurements take into consideration the "whole" sample of gas. Some instruments rely upon the absence of certain components for proper operation and may require secondary analytical knowledge to ascertain this absence.

Various measurement methodologies exist, however the distinctions between these categories are not always clear. It is possible for a measurement to belong to more than one category.

2.2.1.6

relative measurement

measurement of a property by means of comparison or difference from a normal value of the property taken from an accepted reference material

NOTE For example, determining gas density from the quotient of the mass of gas contained in a given volume to that of air contained in the same volume at the same temperature and pressure and multiplying by the density of air at that temperature and pressure.

2.2.1.3

mesurage indirect

mesurage d'une propriété à partir de grandeurs qui ne définissent pas, en principe, cette propriété, mais qui ont un rapport connu avec elle

NOTE Par exemple, détermination du pouvoir calorifique d'un gaz à partir de mesurages du rapport air/gaz nécessaire pour réaliser une combustion stœchiométrique en relation linéaire avec le pouvoir calorifique.

2.2.1.4

mesurage par déduction

mesurage d'une propriété par comparaison ou interpolation de mesurages effectués à l'aide d'un appareil étalonné sur des matériaux de référence acceptés

NOTE Par exemple, détermination du pouvoir calorifique à partir de l'augmentation de température d'un fluide caloporteur causée par la combustion du gaz et de l'étalonnage par rapport à une substance ayant un pouvoir calorifique connu. Les mesurages par déduction peuvent être directs ou indirects.

2.2.1.5

méthode de mesurage direct des propriétés

méthode de détermination des propriétés physiques du gaz naturel qui ne dépend pas d'une analyse détaillée des constituants de celui-ci

NOTE Ces méthodes considèrent l'échantillon comme un tout. Certains instruments fonctionnent sur le principe de l'absence de certains constituants et peuvent nécessiter des résultats d'analyses secondaires pour contrôler cette absence.

Diverses méthodes existent pour ce type de mesurage mais la distinction entre catégories n'est pas toujours très claire. Il est possible qu'un mesurage appartienne à plusieurs catégories.

2.2.1.6

mesurage relatif

mesurage d'une propriété par comparaison ou différence avec la valeur normale de ladite propriété sur un matériau de référence accepté

NOTE Par exemple détermination de la masse volumique d'un gaz à partir du quotient de la masse de gaz contenue dans un volume donné par la masse de l'air contenue dans le même volume dans des conditions de pression et de température identiques, multiplié par la masse volumique de l'air dans ces mêmes conditions de température et de pression.

2.2.2 Specific methods

2.2.2.1

gas chromatographic method

method of analysis by which the components of a gas mixture are separated using gas chromatography

NOTE The sample is passed, in a stream of carrier gas, through a column which has different retention properties relative to the components of interest. Different components pass through the column at different rates and are detected as they elute from the column at different times.

2.2.2.2

potentiometric method

method of analysis by which a known quantity of gas is first passed through a solution, where a specific gas component or a group of components is (are) selectively absorbed, then the absorbed analyte(s) in the solution is(are) evaluated by potentiometric titration

NOTE The result is a titration curve showing the potentiometric end points for the components being sought versus the titration solutions required. From this data, the concentrations of the various components can be calculated.

2.2.2.3

potentiometric titration

method where the reaction of the gas component with the titrant is proportional to its concentration and is measured by the variation of potential inside the cell

NOTE The volume increments of titrant (titration solution) added determine the difference in potential to be measured. Different volume increments of titrant, specifically smaller volume increments close to end points, can permit a better evaluation of the end points.

2.2.2.4

turbidimetric titration

method to determine the content of sulfate ions whereby a barium salt solution is added to an absorption solution and the turbidity caused by the formation of any insoluble barium sulfate detected

NOTE 1 This method is valid for solutions having a total sulfur content below 0,1 mg.

NOTE 2 A photometer with galvanometer readout is employed with the titration procedure to determine the inflection point. From these data, the total sulfur content in mg/m³ can be calculated.

2.2.2 Méthodes spécifiques

2.2.2.1

méthode par chromatographie en phase gazeuse

méthode d'analyse des gaz qui utilise la chromatographie en phase gazeuse pour séparer les constituants d'un mélange de gaz

NOTE L'échantillon passe, dans un flux de gaz vecteur, à travers une colonne qui retient sélectivement les constituants recherchés. Les constituants transitent dans la colonne à des vitesses différentes et sont détectés lors de leur élution progressive en des temps différents.

2.2.2.2

méthode potentiométrique

méthode d'analyse dans laquelle une quantité connue de gaz passe d'abord dans une solution d'absorption sélective d'un constituant ou d'un groupe de constituants du gaz. Le(s) gaz absorbé(s) dans la solution est (sont) ensuite évalué(s) par titrage potentiométrique

NOTE Le résultat est une courbe titrimétrique indiquant les points finaux de potentiel correspondant aux constituants recherchés en fonction de la quantité de solution de titrage requise. Cette courbe permet ensuite de calculer la concentration des différents constituants.

2.2.2.3

titrage potentiométrique

méthode dans laquelle la réaction du constituant gazeux avec la solution de titrage est proportionnelle à sa concentration, et est mesurée par la variation de potentiel à l'intérieur d'une cellule

NOTE Des ajouts dosés de solution de titrage permettent de mesurer les différences de potentiel. Différents ajouts dosés de solution de titrage, spécifiquement des ajouts de plus faible volume à proximité des points finaux de potentiel, peuvent permettre une meilleure évaluation de ces derniers.

2.2.2.4

titrage turbidimétrique

méthode permettant de déterminer la teneur en ions sulfate, dans laquelle on ajoute une solution de sels de baryum à une solution d'absorption; la turbidité causée par toute formation de sulfate de baryum insoluble est ensuite détectée

NOTE 1 Cette méthode est valide pour des solutions ayant une teneur totale en soufre inférieure à 0,1 mg.

NOTE 2 Un photomètre monté en série avec un galvanomètre sert à déterminer le point d'inflexion du processus de titrage. Les résultats permettent de calculer la teneur totale en soufre, en mg/m³.

2.2.2.5

combustion method

method by which a gas sample undergoes total combustion and the specific combustion products are measured to determine the total concentration of an element in the sample, e.g. sulfur

NOTE 1 Wickbold method:

The Wickbold combustion method uses the combustion and complete thermal decomposition of compounds at a high temperature in a hydrogen/oxygen flame. It is performed with a special instrument (see ISO 4260^[2]).

NOTE 2 Lingener method:

The Lingener combustion method uses air, and it is performed using a special instrument (see ISO 6326-5^[9]).

2.2.2.6

absorption

extraction of one or more components from a mixture of gases when brought into contact with a liquid

NOTE 1 The assimilation or extraction process causes (or is accompanied by) a physical or chemical change, or both, in the sorbent material.

NOTE 2 The gaseous components are retained by capillary, osmotic, chemical, or solvent action.

EXAMPLE Removal of water from natural gas using glycol.

2.2.2.7

adsorption

retention, by physical or chemical forces, of gas molecules, of dissolved substances, or of liquids by the surfaces of solids or liquids with which they are in contact

NOTE For example, retention of methane by carbon.

2.2.2.8

desorption

removal of a sorbed substance by the reverse process of adsorption or absorption

2.2.2.9

aliquot part

part of a whole that is to be analysed

NOTE When analysing an aliquot part, i.e. a part of a whole sample which is homogenous, there is no need to use multiplication to obtain the concentration in the whole sample, because the concentration is the same in the sample and its part.

2.2.2.5

méthode par combustion

méthode permettant de déterminer, par combustion complète de l'échantillon et mesurage des produits spécifiques de combustion, la concentration totale d'un élément de l'échantillon, par exemple le soufre

NOTE 1 Méthode Wickbold:

La méthode de combustion Wickbold procède par combustion et décomposition thermique complète des composés à température élevée dans une flamme hydrogène/oxygène. Cette méthode est mise en œuvre à l'aide d'un appareillage spécial (voir l'ISO 4260^[2]).

NOTE 2 Méthode Lingener:

La méthode de combustion Lingener utilise de l'air, et est mise en œuvre à l'aide d'un appareillage spécial (voir l'ISO 6326-5^[9]).

2.2.2.6

absorption

fixation d'un ou plusieurs constituants d'un mélange de gaz lorsque celui-ci est mis en contact avec un liquide

NOTE 1 Le processus d'assimilation ou d'extraction entraîne, subséquent ou concomitamment, une modification physique, chimique ou physico-chimique du sorbant.

NOTE 2 Les constituants gazeux sont retenus par capillarité, osmose, réaction chimique ou action de solvant.

EXEMPLE Élimination de l'eau dans le gaz naturel par du glycol.

2.2.2.7

adsorption

fixation, par action physique ou chimique, de molécules de gaz, de substances dissoutes ou de liquides sur la surface de solides ou de liquides avec lesquelles ils sont en contact

NOTE Par exemple, fixation du méthane sur le carbone.

2.2.2.8

désorption

libération d'une substance sorbée par le processus inverse de l'adsorption ou de l'absorption

2.2.2.9

partie aliquote

partie du tout qui doit être analysée

NOTE Lors de l'analyse d'une partie aliquote, celle-ci étant une partie d'un ensemble, il n'est pas nécessaire de multiplier pour obtenir la concentration dans l'échantillon complet, puisque la concentration est la même dans la partie et dans l'échantillon.

2.3 Sampling

2.3.1 Sampling methods

2.3.1.1

direct sampling

sampling in situations where there is a direct connection between the medium to be sampled and the analytical unit (i.e. in-line or on-line instrument)

2.3.1.2

indirect sampling

sampling in situations where there is no direct connection between the medium to be sampled and the analytical unit (i.e. off-line instrument)

NOTE In the case of indirect sampling, depending on the fluctuations of composition and/or properties, the following sampling techniques can be used:

- periodical sampling where a spot sample is periodically taken from the gas stream and brought to the analytical unit;
- incremental sampling which accumulates gas samples into one composite sample then brought to the analytical unit.

2.3.1.3

in-line instrument ²⁾

instrument whose active element is installed inside the pipeline and makes measurements under pipeline conditions

2.3.1.4

on-line instrument ²⁾

instrument that samples gas directly from the pipeline, but is installed externally to the pipeline

2.3.1.5

off-line instrument

instrument that has no direct connection to the pipeline

2.3.1.6

spot sample

sample of specified volume taken under operating conditions from a specified place in a gas stream

2) French makes no distinction between "in-line" and "on-line" installation of the instrument.

2.3 Échantillonnage

2.3.1 Méthodes d'échantillonnage

2.3.1.1

échantillonnage direct

échantillonnage dans des situations où il y a connexion directe entre le milieu à échantillonner et l'unité analytique (instrument en ligne)

2.3.1.2

échantillonnage indirect

échantillonnage dans des situations où il n'y a pas connexion directe entre le milieu à échantillonner et l'unité analytique (instrument hors ligne)

NOTE Dans le cas d'un échantillonnage indirect sujet à des fluctuations de composition et/ou de propriétés, il est possible d'utiliser les techniques suivantes:

- échantillonnage périodique par prélèvement ponctuel dans le flux de gaz d'un échantillon qu'on achemine vers l'unité analytique;
- échantillonnage incrémenté qui accumule des prélèvements d'échantillons élémentaires qui forment un échantillon composite qu'on achemine vers l'unité analytique.

2.3.1.3

instrument en ligne ²⁾

instrument dont la partie active est installée dans la canalisation et permet d'effectuer les mesurages dans les conditions de celle-ci

2.3.1.4

instrument en ligne ²⁾

instrument qui échantillonne directement le gaz mais qui est installé en dehors de la canalisation

2.3.1.5

instrument hors ligne

instrument qui n'a pas de connexion directe avec la canalisation

2.3.1.6

échantillon spot (ponctuel)

échantillon de volume spécifié, prélevé dans les conditions opératoires en un endroit déterminé du flux gazeux

2) Le français ne fait pas de distinction selon que l'instrument se trouve à l'intérieur de la conduite (in line) ou est monté sur cette dernière (on line).

2.3.2 Sampling devices

2.3.2.1

floating piston cylinder

container which has a moving piston separating the sample from a buffer gas

NOTE The pressures are in balance on both sides of the piston.

2.3.2.2

proportional-flow incremental sampler

sampler that collects gas over a period of time and at a rate that is proportional to the flowrate in the sampled pipeline

2.3.2.3

incremental sampler

sampler that accumulates a series of spot samples into one composite sample

NOTE There are two general classes of commercial incremental samplers:

- pressure increment: a specially designed pressure regulator increases the pressure of the collected sample in a sample cylinder from zero to a maximum of line pressure during the sample period;
- volume increment: the sample is displaced by a pump into a floating piston cylinder at constant line pressure during the sampling period.

2.3.2.4

sample container

container for collecting the gas sample when indirect sampling is necessary

NOTE The sample container should not alter the gas composition in any way or affect the proper collection of the gas sample. The materials, valves, seals, and other components of the sample container should all be specified with this principle.

2.3.2.5

sample line

line provided to transfer a sample of the gas to the sampling point

NOTE It may include devices which are necessary to prepare the sample for transportation and analysis.

2.3.2 Dispositifs d'échantillonnage

2.3.2.1

cylindre à piston flottant

réceptif doté d'un piston mobile séparant l'échantillon d'un gaz tampon

NOTE Les pressions sont équilibrées de part et d'autre du piston.

2.3.2.2

échantillonneur par prélèvements

élémentaires proportionnels au débit

dispositif qui recueille le gaz pendant une certaine période de temps à une fréquence proportionnelle au débit de la canalisation échantillonnée

2.3.2.3

échantillonneur par prélèvements

élémentaires

dispositif qui accumule un certain nombre d'échantillons élémentaires pour former un échantillon composite

NOTE Il existe deux catégories générales de dispositifs commerciaux d'échantillonnage:

- une catégorie reposant sur une mesure de la pression: pendant l'échantillonnage, un régulateur de pression spécialement conçu à cette fin fait passer la pression de l'échantillon recueilli dans une bouteille d'échantillonnage, de zéro à la pression maximale régnant dans la canalisation;
- une catégorie reposant sur une mesure du volume: pendant l'échantillonnage, l'échantillon est déplacé par une pompe dans un cylindre à piston flottant à la pression constante régnant dans la canalisation.

2.3.2.4

cylindre échantillonneur

réceptif utilisé pour recueillir l'échantillon de gaz lorsqu'il est nécessaire de procéder à un échantillonnage indirect

NOTE Il convient que le cylindre échantillonneur n'affecte en aucune manière la composition du gaz ou la collecte de l'échantillon. Il convient également que les matériaux, la robinetterie, les joints d'étanchéité et les autres accessoires soient choisis dans le même esprit.

2.3.2.5

ligne d'échantillonnage

ligne de prélèvement

conduite prévue pour transporter un échantillon de gaz jusqu'au point d'échantillonnage

NOTE La ligne peut comporter les dispositifs nécessaires pour préparer l'échantillon pour le transport et l'analyse.

2.3.2.6**sample probe**

device inserted into the gas line to be sampled and to which is connected a sample line

NOTE The most elementary sample-probe design is the straight-tube probe. The other type of probe design is the regulated probe. These probes are designed to deliver the gas to the analytical system or sample container at reduced pressure.

2.3.2.7**transfer line**

line for carrying the sample to be analysed from the sample point to the analytical unit

2.3.2.8**fast loop****hot loop**

bypass loop that returns to the process line in a closed configuration and used for environmental and safety considerations

NOTE The loop requires a pressure differential from collection point to discharge so as to ensure a constant and steady flowrate through the sampling equipment located in the loop.

2.3.2.9**bypass line**

line ultimately vented to the atmosphere that is used where it is impractical to provide a sufficient pressure differential

NOTE The flowrate and pressure loss in the open-ended line need to be controlled so as to ensure that sample accuracy cannot be affected from any cooling and condensation.

2.3.3 Conditioning device**2.3.3.1****condenser**

apparatus used to transform the condensable fraction (consisting of water vapour and/or of the higher hydrocarbons) of the vapour phase present in natural gas into a liquid phase by cooling

2.3.3.2**gas-liquid separator****drip pots**

unit in the gas sample line used to collect liquid fallout

2.3.2.6**prise de gaz****sonde d'échantillonnage**

dispositif introduit dans le flux de gaz à échantillonner et auquel est relié une ligne d'échantillonnage

NOTE Le modèle le plus simple de prise de gaz est le tube droit. Un autre type est constitué par la sonde dite «régulée». Tous ces modèles sont conçus de manière à ache-miner le gaz sous pression réduite jusqu'au système d'analyse ou au flacon échantillonneur.

2.3.2.7**ligne de transfert**

conduite prévue pour transporter l'échantillon à analyser du point d'échantillonnage jusqu'à l'unité analytique

2.3.2.8**boucle rapide****boucle en charge**

boucle de dérivation fermée, prévue pour des considérations de sécurité et de protection de l'environnement, qui retourne à la ligne de traitement

NOTE Une différence de pression est nécessaire entre le point de collecte et le point de décharge pour assurer un débit constant et stable dans les dispositifs d'échantillonnage situés sur la boucle.

2.3.2.9**ligne de dérivation**

conduite non fermée qui communique en bout avec l'air libre lorsqu'il est impossible d'établir une différence de pression suffisante

NOTE Il faut contrôler le débit et la perte de charge dans la ligne en question pour s'assurer que le refroidissement et la condensation éventuelle n'affectent pas la représentativité de l'échantillon.

2.3.3 Dispositifs de conditionnement**2.3.3.1****condenseur**

appareil utilisé pour faire passer, par réfrigération, la fraction condensable de la vapeur d'eau et/ou des hydrocarbures supérieurs contenus dans le gaz naturel de l'état de vapeur à l'état liquide

2.3.3.2**séparateur de liquide****pot de purge**

appareil utilisé pour recueillir le liquide qui s'écoule des conduites

2.3.3.3 regulator reducer

device used to reduce and to control gas pressure entering or moving through a piping system

NOTE It has the ability to maintain a near constant outlet pressure regardless of fluctuations in inlet pressure or flowrate within its design parameters. The regulator can be mechanical or pilot-controlled depending on the application. It operates on the basic principle of the expansion of gas through an orifice against a seat whose positioning is controlled by the downstream pressure acting against a diaphragm linked to the seat.

2.3.3.4 back-pressure regulator

device used to maintain a selected pressure in a system from which gas is being vented to a lower pressure (commonly atmospheric pressure)

NOTE It maintains constant upstream pressure regardless of flowrate or variations in downstream pressure, provided that this does not exceed the selected pressure.

2.3.3.5 heating device

device to ensure that the sample gas remains at, or above, the gas-line temperature, keeping the heavy, end components in the gas phase so as to allow them to be accurately accounted for when the gas is analysed

NOTE Heating elements may be installed on the sample probe and sample lines. In some cases, heating the sample cylinder is also required. It is particularly important where Joule-Thomson cooling occurs as a result of pressure reduction.

2.3.4 Other definitions

2.3.4.1 purging time

time interval necessary to purge a piece of equipment before the gas sample is analysed

2.3.4.2 representative sample

sample having the same composition as the material sampled when the latter is considered totally homogeneous

2.3.4.3 residence time

time interval necessary for a gas sample to flow through a piece of equipment

2.3.3.3 régulateur détendeur

appareil utilisé pour réduire et réguler la pression de gaz entrant ou circulant dans les canalisations

NOTE L'appareil permet de maintenir la pression de sortie presque constante quelles que soient les fluctuations de la pression ou du débit d'entrée à l'intérieur des limites théoriques. Selon l'application, le régulateur peut être mécanique ou à servomoteur. Il fonctionne sur le principe suivant: le gaz qui se détend en passant par un diaphragme agit sur le siège de l'appareil dont la position est régie par la pression en aval s'exerçant sur une membrane reliée au siège.

2.3.3.4 régulateur de pression

appareil utilisé pour maintenir une pression donnée dans un circuit d'où le gaz est évacué à une pression inférieure (habituellement la pression atmosphérique)

NOTE Il maintient la pression en amont constante quels que soient le débit ou les variations de la pression en aval, dans la mesure où cette dernière ne dépasse pas la valeur prescrite.

2.3.3.5 dispositif de chauffage

dispositif destiné à garantir que l'échantillon de gaz demeure toujours, au minimum, à la température de la canalisation, pour que les constituants lourds restent à l'état gazeux et puissent être pris en compte avec exactitude pendant l'analyse du gaz

NOTE Les dispositifs de chauffage peuvent être installés sur la prise de gaz et les lignes de prélèvement, ainsi que, dans certains cas, sur le cylindre échantillonneur. Il est particulièrement important lorsqu'une perte de charge peut entraîner un refroidissement par effet Joule-Thomson.

2.3.4 Autres définitions

2.3.4.1 temps de balayage

intervalle de temps nécessaire pour purger un équipement avant de procéder à l'analyse de l'échantillon de gaz

2.3.4.2 échantillon représentatif

échantillon ayant la même composition que le produit échantillonné quand on considère que ce dernier est totalement homogène

2.3.4.3 temps de séjour

intervalle de temps nécessaire à un échantillon de gaz pour passer à travers un équipement

2.3.4.4**sampling point**

location in the gas stream where a sample is obtained

2.3.4.5**gas sorption effects**

processes whereby some gases are adsorbed onto or desorbed from the surfaces of a solid

NOTE The force of attraction between some gases and solids is purely physical and depends on the nature of the participating material. Natural gas may contain several components which exhibit strong sorption effects. Special care should be taken when determining trace concentrations of heavy hydrocarbons, water, sulfur compounds and hydrogen.

2.4 Analytical systems**2.4.1****measuring system**

complete set of measuring instruments and other equipment assembled to carry out specified measurements

NOTE System comprising, in general, a sample transfer and introduction unit, a separation unit, a detector and an integrator or a data processing system.

2.4.2**introduction unit**

unit for introducing a constant, or a measured amount of material to be analysed into the analyser

NOTE 1 Gas chromatographic analysers are comparative rather than absolute. Therefore, the introduction of equal quantities of calibration mixture and of sample allows quantitative measurement of sample components.

NOTE 2 In gas analysis, the introduction device is frequently a multi-port valve, in which a fixed volume of calibration mixture or sample is isolated, and, by operation of the valve, passed into the analyser.

NOTE 3 Equimolar quantities can be obtained by controlling the pressure and temperature of the introduction device.

2.3.4.4**point d'échantillonnage****point de prélèvement**

point de la conduite de gaz où est prélevé l'échantillon

2.3.4.5**effets de sorption du gaz**

phénomènes d'adsorption ou de désorption observés entre certains gaz et la surface d'un solide

NOTE La force d'attraction entre certains gaz et certains solides est purement physique et dépend de la nature des matériaux en contact. Le gaz naturel peut renfermer un certain nombre de constituants présentant de forts effets de sorption. Il convient de veiller à ces phénomènes, en particulier lors de la détermination des concentrations d'éléments à l'état de traces, comme les hydrocarbures lourds, l'eau, les composés soufrés et l'hydrogène.

2.4 Systèmes d'analyse**2.4.1****chaîne de mesure**

ensemble complet d'instruments de mesure et d'autres équipements assemblés pour effectuer les mesurages spécifiés

NOTE Système comprenant généralement une unité d'introduction et de transfert de l'échantillon, une unité de séparation, un détecteur et un intégrateur ou système de traitement des données.

2.4.2**unité d'introduction**

dispositif permettant d'introduire dans l'analyseur une quantité constante ou mesurée de matière à analyser

NOTE 1 Les analyseurs pour chromatographie en phase gazeuse ne sont pas des appareils de mesure absolu, mais des appareils fonctionnant sur le principe de la comparaison. Aussi l'introduction de quantités égales de mélange pour étalonnage et d'échantillon permet-elle de mesurer les constituants d'un point de vue quantitatif.

NOTE 2 En analyse des gaz, le dispositif d'introduction est généralement une vanne multivoie, dans laquelle on peut isoler un volume fixe de mélange pour étalonnage ou d'échantillon, pour le faire passer ensuite dans l'analyseur.

NOTE 3 On peut obtenir des quantités équimolaires en contrôlant la pression et la température du dispositif d'introduction.

2.4.3

gas chromatograph

chromatograph that physically separates components of a mixture and measures them individually with a detector whose signal is processed

NOTE 1 A chromatograph consists of the following main parts: an introduction unit, a separation unit and a detector. The separation unit consists of one or more chromatographic columns through which carrier gas flows and into which samples are introduced. Under defined and controlled operating conditions, components can be qualitatively identified by their retention time, and quantitatively measured by comparing their detector response to that of the same or a similar component in a calibration mixture.

NOTE 2 In gas analysis, the range of components and their properties frequently cause more than one separation mechanism to be required. These can be and often are combined in a single separation unit or chromatograph.

NOTE 3 A gas chromatograph capable of temperature programming is a chromatograph whose columns are placed in an oven whose temperature is programmable in a defined and repeatable manner over the period of analysis.

2.4.4

carrier gas

pure gas introduced so as to transport a sample through the separation unit of a gas chromatograph for analytical purposes

NOTE Typical carrier gases are hydrogen, nitrogen, helium and argon.

2.4.5

auxiliary gases

gases required for detector operation, e.g. hydrogen and air for flame detectors

2.4.6

chemiluminescence detector

CD

detector that uses a reducing reaction in which molecules give rise to characteristic luminous emissions which are measured by a photomultiplier and the associated electronic devices

NOTE Chemiluminescence detector is used in gas chromatography mainly to detect components which contain particular elements, e.g. nitrogen oxide (NO) and sulfur (S).

2.4.3

chromatographe en phase gazeuse

chromatographe qui sépare physiquement les constituants d'un mélange, et les mesure séparément à l'aide d'un détecteur dont le signal est traité

NOTE 1 Un chromatographe se compose des éléments principaux suivants: une unité d'introduction, une unité de séparation et un détecteur. L'unité de séparation est constituée d'une ou plusieurs colonnes chromatographiques où circule un gaz vecteur dans lequel sont introduits les échantillons. Les constituants peuvent être identifiés de manière qualitative, dans des conditions opératoires définies et contrôlées, par leur temps de rétention, puis mesurés de manière quantitative par comparaison de leur réponse avec celle d'un constituant identique ou similaire dans un mélange pour étalonnage.

NOTE 2 En analyse des gaz, la variété des constituants et de leurs propriétés peut fréquemment demander l'utilisation de plusieurs mécanismes de séparation. Ces derniers peuvent être combinés, le sont souvent, en une seule unité de séparation ou chromatographe.

NOTE 3 Un chromatographe à programmation de température est un chromatographe dont les colonnes sont placées dans un four dont la température change de manière répétable et définie au cours d'une période d'analyse.

2.4.4

gaz vecteur

gaz pur utilisé pour transporter un échantillon à travers l'unité de séparation d'un chromatographe à des fins d'analyse

NOTE Les gaz vecteurs habituellement utilisés sont l'hydrogène, l'hélium et l'argon.

2.4.5

gaz auxiliaire

gaz nécessaire pour faire fonctionner le détecteur, par exemple l'hydrogène et l'air pour les détecteurs à flamme

2.4.6

détecteur à chimiluminescence

détecteur qui utilise une réaction de réduction dans laquelle des molécules émettent des rayons lumineux caractéristiques que mesurent un photomultiplicateur et les dispositifs électroniques associés à l'appareil

NOTE Le détecteur à chimiluminescence est le détecteur utilisé en chromatographie en phase gazeuse pour détecter principalement des constituants particuliers, comme par exemple, l'oxyde d'azote (NO) et le soufre (S).

2.4.7**electrochemical detector****ED**

detector consisting of an electrochemical cell which responds to certain substances contained in the carrier gas eluting from the column

NOTE The electrochemical process may be an oxidation, reduction or a change in conductivity. The detection can be very specific depending on the electrochemical process involved.

2.4.8**flame ionization detector****FID**

detector in which hydrocarbons are burned in a hydrogen-air flame and the resulting ions are measured electrically between two electrodes

NOTE The flame ionization detector is used in gas chromatography mainly to detect hydrocarbon compounds.

2.4.9**thermal conductivity detector****TCD****hot wire detector****HWD**

detector that measures the difference in thermal conductivity between two gas streams when a sample (gas mixture) passes through the sample channel

NOTE 1 The HWD is a dual channel detector, requiring a reference flow of pure carrier gas through the reference channel.

NOTE 2 The use of helium or hydrogen is recommended as carrier gas except when the sample contains either of these two substances to be measured.

NOTE 3 The detector consists of a bridge circuit; the change in resistance in the sample channel during the passage of the sample produces an out-of-balance signal that is the basis of the detection. The detector responds to all components except the carrier gas and it is non-destructive.

2.4.10**flame photometric detector****FPD**

detector that uses a reducing flame in which individual elements give rise to characteristic colours which are measured by a photomultiplier

NOTE The detector is used in gas chromatography mainly to detect components which contain particular elements, e.g. phosphorous (P) and sulfur (S).

2.4.7**détecteur électrochimique**

détecteur comportant une cellule électrochimique qui répond à certaines substances contenues dans le gaz vecteur élué de la colonne

NOTE Le processus électrochimique peut être une oxydation, une réduction ou une variation de conductivité. La détection peut être très spécifique selon le processus mis en œuvre.

2.4.8**détecteur à ionisation de flamme****FID**

détecteur dans lequel les ions résultant de la combustion des hydrocarbures dans une flamme air/hydrogène sont mesurés électriquement entre deux électrodes

NOTE Le détecteur à ionisation de flamme est utilisé en chromatographie en phase gazeuse pour détecter plus particulièrement les composés hydrocarbonés.

2.4.9**détecteur à conductibilité thermique****TCD****détecteur à filament chaud****HWD**

détecteur qui mesure la différence de conductivité thermique entre deux courants de gaz dont l'un (le mélange de gaz échantillon) passe par la voie d'échantillonnage

NOTE 1 Le détecteur à filament chaud est un détecteur à deux voies dont l'une, dite voie de référence, est réservée au flux de référence du gaz vecteur.

NOTE 2 Il est recommandé d'utiliser de l'hélium ou de l'hydrogène comme gaz vecteur, sauf dans le cas où l'échantillon contient l'une et/ou l'autre de ces deux substances à mesurer.

NOTE 3 Le détecteur se compose d'un circuit en pont. La variation de résistance dans le canal d'échantillonnage pendant le passage de l'échantillon produit un déséquilibre du signal qui constitue le point de départ de la détection. Le détecteur, qui est non-destructif, répond à tous les constituants excepté le gaz vecteur.

2.4.10**détecteur à photométrie de flamme****FPD**

détecteur utilisant une flamme réductrice dans laquelle les éléments émettent une couleur caractéristique qui est mesurée par un photomultiplicateur

NOTE Le détecteur est utilisé en chromatographie en phase gazeuse pour détecter plus particulièrement les constituants renfermant des éléments particuliers, comme par exemple, le phosphore (P) et le soufre (S).

2.4.11

integrator

device which quantitatively measures the response signal of a detector to a component in a mixture

NOTE By comparing the integrator output to the same component in a calibration mixture and in a sample, the concentration in the sample can be calculated. If the detector response has a time element, as in chromatography, then the instantaneous response is integrated with respect to time.

2.4.12

photometry

determination of the concentration of a dissolved substance in a solution by using the absorption of light by this substance

2.4.13

absorption cell

device put into the light path of the photometer

NOTE The lower the concentration of the dissolved substance, the thicker the absorption cell has to be.

2.5 Analysis

2.5.1 Metrology

2.5.1.1

accuracy of measurement

closeness of the agreement between a measurement result and a true value of the measurand

NOTE 1 The term accuracy, when applied to a set of measurement results, describes a combination of random components and a common systematic error or bias component.

NOTE 2 Because the true value is seldom known, accuracy often refers to the agreement between measurement results and an accepted reference value.

2.5.1.2

trueness

closeness of agreement between the average value obtained from a large series of measurement results and the true value of the measurand

NOTE The measure of trueness is usually expressed in terms of bias.

2.5.1.3

bias

systematic difference between the expectation of the measurement results and an accepted reference value

2.4.11

intégrateur

dispositif qui mesure quantitativement la réponse d'un détecteur à un constituant d'un mélange

NOTE Il est possible de calculer la concentration d'un constituant dans un échantillon, en comparant les sorties de l'intégrateur pour ce même constituant dans un mélange pour étalonnage et dans l'échantillon. Si la réponse de l'analyseur intègre le temps, comme en chromatographie, la réponse instantanée intègre également le temps.

2.4.12

photométrie

méthode de détermination de la concentration d'une substance dissoute dans une solution à partir de la quantité de lumière absorbée par cette substance

2.4.13

cuve d'absorption

dispositif intercalé dans le parcours lumineux d'un photomètre

NOTE Plus la concentration de la substance dissoute est faible, plus la cuve d'absorption doit être épaisse.

2.5 Analyse

2.5.1 Métrologie

2.5.1.1

exactitude de mesurage

étroitesse de l'accord entre le résultat d'un mesurage et la valeur vraie du mesurande

NOTE 1 Appliqué à une série de résultats de mesurages, le terme «exactitude» englobe un ensemble d'éléments aléatoires et une erreur systématique commune, dite erreur de justesse ou biais.

NOTE 2 La valeur vraie étant rarement connue, l'exactitude se rapporte souvent à l'étroitesse de l'accord entre les résultats mesurés et une valeur de référence acceptée.

2.5.1.2

justesse

étroitesse de l'accord entre la valeur moyenne d'une grande série de mesurages et la valeur vraie du mesurande

NOTE La justesse se mesure généralement en termes de biais.

2.5.1.3

erreur de justesse

différence systématique entre le résultat escompté d'un mesurage et une valeur de référence acceptée

2.5.1.4**precision**

closeness of agreement between independent measurement results obtained under prescribed conditions

NOTE 1 Precision depends only on the distribution of random errors and does not relate to the true value.

NOTE 2 Precision is a qualitative term relating to the dispersion between the results of measurements of the same measurand, carried out under specified conditions of measurement. Quantitative measures of precision such as variance or standard deviation critically depend on the variation implied by the specified measurement conditions.

2.5.1.5**repeatability limit**

value below which the absolute difference between two single measurement results obtained using the same method, on identical measurement material, by the same operator, using the same apparatus, in the same laboratory, within a short interval of time, (repeatability conditions), may be expected to lie with a specified probability

NOTE 1 In the absence of other indication the probability is 95 %.

NOTE 2 The rigorous way of calculating the repeatability limit of component measurement, $r(x_i)$, is:

$$r(x_i) = t \cdot \sqrt{2} \cdot s(x_i)$$

where

t is taken from the two-sided t -distribution table at the 5 % significance level with the number of degrees of freedom appropriate to the number of data points from which the standard deviation $s(x_i)$ has been calculated; and

$\sqrt{2}$ reflects the fact that two measurements are being compared. However, the confidence interval for the standard deviation is likely to be so large that such distinctions are unjustified, and the repeatability can in all cases be expressed as:

$$r(x_i) = 2,8 \cdot s(x_i)$$

2.5.1.4**fidélité**

étroitesse de l'accord entre des résultats de mesurages indépendants obtenus dans des conditions prescrites

NOTE 1 La fidélité ne dépend que de la distribution des erreurs aléatoires et n'a rien à voir avec la valeur vraie.

NOTE 2 La fidélité est un terme qualitatif caractérisant la dispersion des résultats de mesurage obtenus sur le même mesurande dans des conditions spécifiées. Les mesures quantitatives de la fidélité telles que la variance ou l'écart-type dépendent fortement de la variation impliquée par les conditions de mesurage spécifiées.

2.5.1.5**limite de répétabilité**

valeur en dessous de laquelle on peut s'attendre à trouver, avec une probabilité spécifiée, la différence absolue entre deux mesurages isolés de la même grandeur, effectués avec la même méthode, sur des matériaux identiques, par le même opérateur utilisant le même appareillage dans le même laboratoire sur une courte période de temps (conditions de répétabilité)

NOTE 1 En l'absence d'autres indications, la probabilité est de 95 %.

NOTE 2 La manière rigoureuse de calculer la limite de répétabilité du mesurage d'un constituant, $r(x_i)$, est la suivante:

$$r(x_i) = t \cdot \sqrt{2} \cdot s(x_i)$$

où

t est repris de la table bilatérale des coefficients de Student t à 5 % de niveau de signification pour un degré de liberté correspondant au nombre des points de données ayant permis le calcul de l'écart-type $s(x_i)$; et

$\sqrt{2}$ reflète le fait de la comparaison de deux mesurages. L'intervalle de confiance de l'écart-type peut toutefois être si grand que ce type de distinction ne se justifie pas et il est donc possible d'exprimer la répétabilité sous la forme suivante:

$$r(x_i) = 2,8 \cdot s(x_i)$$

2.5.1.6

reproducibility limit

value below which the absolute difference between two single measurement results obtained using the same method, on identical measurement material, by different operators, using different apparatus, in different laboratories, (reproducibility conditions), may be expected to lie with a specified probability

NOTE In the absence of other indication the probability is 95 %.

2.5.1.7

uncertainty

estimate attached to a measurement result which characterizes the range of values within which the true value is asserted to lie

NOTE 1 Uncertainty of measurements comprises, in general, many components. Some of these components may be estimated on the basis of the statistical distribution of the results of a series of measurements and can be characterized by experimental standard deviation. Estimates of other components can only be based on experience or other information.

NOTE 2 Uncertainty should be distinguished from an estimate attached to a measurement result which characterizes the range of values within which the expectation is asserted to lie. This latter estimate is a measure of precision rather than of accuracy and should be used only when the true value is not defined. When the expectation is used instead of the true value the expression "random component of uncertainty" should be used.

NOTE 3 Since the terminology relating to accuracy and/or uncertainty of measurement has recently undergone substantial changes, a short comment on the meaning of the main terms shall be given.

Accuracy, trueness and precision are qualitative terms used to express the smallness of expected measurement errors. Hereby accuracy as the more general term refers to the total measurement error, trueness to the systematic component(s), and precision to the random component(s) of measurement error.

Uncertainty, systematic uncertainty and random uncertainty (dispersion) are qualitative terms used to express the extent of expected measurement errors, as the counterparts of accuracy, trueness, and precision, respectively. Accuracy and uncertainty are reciprocal terms: high accuracy is equivalent to small uncertainty, and the same is true for both the other pairs of reciprocal terms, i.e. trueness with systematic uncertainty and precision with random uncertainty (dispersion).

2.5.1.6

limite de reproductibilité

valeur en dessous de laquelle on peut s'attendre à trouver, avec une probabilité spécifiée, la différence absolue entre deux mesurages isolés de la même grandeur, effectués avec la même méthode, sur des matériaux identiques, par des opérateurs différents utilisant des appareillages différents dans des laboratoires différents (conditions de reproductibilité)

NOTE En l'absence d'autres indications, la probabilité est de 95 %.

2.5.1.7

incertitude

estimation d'un résultat de mesure, caractérisant l'étendue des valeurs dans laquelle est présumée se trouver la valeur vraie de ce résultat

NOTE 1 L'incertitude de mesurage comprend en général plusieurs composantes. Certaines peuvent être estimées en se fondant sur la distribution statistique des résultats d'une série de mesurages et peuvent être caractérisées par un écart-type expérimental. L'estimation des autres composantes ne peut être fondée que sur l'expérience ou sur d'autres informations.

NOTE 2 Il convient de distinguer l'incertitude d'une estimation d'un résultat de mesure caractérisant l'étendue des valeurs dans laquelle est censée se trouver la valeur présumée de ce résultat. Cette dernière estimation représente davantage une mesure de la fidélité qu'une mesure de l'exactitude et il convient de ne l'utiliser que lorsque la valeur vraie n'est pas définie. Si l'on utilise la valeur présumée plutôt que la valeur vraie, il convient d'employer l'expression «composante aléatoire de l'incertitude».

NOTE 3 La terminologie de l'exactitude et/ou de l'incertitude de mesurage ayant subi récemment de grands changements, un bref commentaire sur la signification des principaux termes doit être donné.

L'exactitude, la justesse et la fidélité sont des termes qualitatifs utilisés pour exprimer la petitesse des erreurs de mesurage présumées. L'exactitude, terme le plus général, se rapporte à l'erreur totale de mesurage, la justesse à sa ou ses composantes systématiques et la fidélité à sa ou ses composantes aléatoires.

L'incertitude, l'incertitude systématique et l'incertitude aléatoire (dispersion) sont des termes qualitatifs utilisés pour exprimer l'étendue des erreurs de mesurage présumées en contrepartie, respectivement, de l'exactitude, de la justesse et de la fidélité. L'exactitude et l'incertitude représentent l'inverse l'une de l'autre. Plus l'exactitude est grande et plus l'incertitude est petite, et la même chose est vraie pour les deux autres paires de termes réciproques: «justesse et incertitude systématique», et «fidélité et incertitude aléatoire(dispersion)».

For quantitative expressions of accuracy or uncertainty the common measures, derived from the results of repeated measurements, are:

- bias for systematic uncertainty; and
- standard deviation for random uncertainty (dispersion).

2.5.2 Calibration and quality control

2.5.2.1

material measure

device intended to reproduce or supply, in a permanent manner during its use, one or more known values of a given quantity

NOTE The quantity concerned may be called the supplied quantity.

2.5.2.2

calibration

set of operations that establish, under specified conditions, the relationship between values of quantities indicated by a measuring instrument or measuring system, or values represented by a material measure or a reference material, and the corresponding values obtained using working standards

NOTE 1 Adapted from the VIM^[45].

NOTE 2 The result of a calibration permits either the assignment of values of measurements to the indicated reading or the determination of the corrections with respect to indicated readings.

NOTE 3 A calibration may also determine other metrological properties that affect the result of the measurement, i.e. influence quantities.

NOTE 4 The result of a calibration may be reported in a document, sometimes called a calibration certificate or a calibration report.

NOTE 5 The measuring instrument can be calibrated over its entire working range or simply in a specific portion of its range.

NOTE 6 A laboratory which performs calibrations can be accredited for this activity. In order to assess the traceability of the calibrations reported, protocols covering the relevant uncertainty analysis and other quality assurance elements are required.

NOTE 7 Calibration includes the adjustment and/or correction of instruments giving readings during calibration that are outside acceptable limits.

Les mesures communes des expressions quantitatives de l'exactitude et de l'incertitude dérivées de résultats de mesurages répétés sont:

- l'erreur de justesse ou biais pour l'erreur systématique;
- et l'écart-type pour l'incertitude aléatoire (dispersion).

2.5.2 Étalonnage et contrôle qualité

2.5.2.1

mesure matérialisée

dispositif utilisé pour reproduire ou générer, de manière permanente pendant l'emploi, une ou plusieurs valeurs connues d'une grandeur donnée

NOTE La grandeur en question peut être appelée grandeur fournie.

2.5.2.2

étalonnage

ensemble des opérations qui définissent, dans des conditions spécifiées, la relation existant entre les valeurs de grandeurs indiquées par un instrument ou une chaîne de mesurage, ou les valeurs représentées par une mesure matérialisée ou un matériau de référence, et les valeurs correspondantes obtenues sur des étalons

NOTE 1 Adapté du VIM^[45].

NOTE 2 Le résultat de l'étalonnage permet soit d'affecter des valeurs mesurées aux indications, soit de déterminer les corrections nécessaires de ces indications.

NOTE 3 Un étalonnage peut également déterminer d'autres propriétés métrologiques qui influent sur le résultat du mesurage, tel que l'effet des grandeurs d'influence.

NOTE 4 Le résultat d'un étalonnage peut être consigné dans un document parfois appelé certificat ou rapport d'étalonnage.

NOTE 5 L'instrument de mesurage peut être étalonné sur la totalité de son étendue de travail ou seulement sur une partie de celle-ci.

NOTE 6 Un laboratoire qui pratique des étalonnages peut être accrédité pour ce faire. Pour évaluer la traçabilité des étalonnages, des protocoles publiés qui consignent les résultats de l'analyse d'incertitude correspondante et d'autres éléments d'assurance qualité, sont nécessaires.

NOTE 7 Un étalonnage implique un réajustement et/ou une correction des instruments qui ont fourni, pendant l'étalonnage, des résultats sortant des limites acceptables.

2.5.2.3

calibration interval

period of time during which the analytical system would normally be used between calibrations

2.5.2.4

single-point calibration

establishment of the calibration function using one (only) calibration point, below which the estimated value of the property is expected to lie

NOTE 1 Notes 2, 3 and 4 are applicable to analytical systems.

NOTE 2 This is a calibration in which the response of the analyser to a measured component maintains an exact proportion to the concentration of the component over the entire working range.

NOTE 3 The response can be described as being linear through the origin. A plot of the analyser response against the concentration of the component would show a straight line intercepting the (0,0) point of the plot. In such circumstances, the use of a single calibration mixture containing the component at a concentration within the working range (single-point calibration) is appropriate, as the ratio of response to concentration remains constant at all points.

NOTE 4 Where a more complex response function, such as a second or third order polynomial, has been defined by the use of multiple calibration mixtures, and the different elements of this function, e.g. the coefficient of the polynomial, have been shown to maintain a constant relationship to each other, then a single-point calibration can be used to adjust all the elements of the function on a short term basis (for example, daily).

2.5.2.3

intervalle d'étalonnage

période de temps pendant laquelle le système analytique peut être utilisé de manière normale entre deux étalonnages

2.5.2.4

étalonnage en un point

étalonnage simple

établissement d'une fonction d'étalonnage à partir d'un point d'étalonnage unique en dessous duquel la valeur estimée de la caractéristique est censée se trouver

NOTE 1 Les notes 2, 3 et 4 sont applicables aux systèmes analytiques.

NOTE 2 Étalonnage dans lequel la réponse d'un analyseur à un constituant mesuré est toujours exactement proportionnelle à la concentration de ce constituant sur toute l'étendue de travail.

NOTE 3 La réponse peut être définie comme linéaire et passant par l'origine. Le tracé de la réponse de l'analyseur en fonction de la concentration du constituant a alors la forme d'une droite passant par l'origine des coordonnées (0,0). Dans ce cas, il est approprié d'utiliser un seul mélange pour étalonnage renfermant le constituant à une concentration située à l'intérieur de la plage de travail (étalonnage en un point), le rapport réponse/concentration demeurant constant en tous les points.

NOTE 4 Si la fonction réponse définie en employant des mélanges pour étalonnage multiples est plus complexe, par exemple un polynôme du deuxième ou du troisième ordre, et si les différents éléments de cette fonction, par exemple le coefficient du polynôme, s'avèrent dans un rapport constant les uns par rapport aux autres, il est possible d'utiliser l'étalonnage simple sur une brève période de temps (par exemple la journée) pour ajuster tous les éléments de la fonction en question.

2.5.2.5

bracketing

method consisting in principle in reducing the interval over which the linearity of the calibration function is assumed as much as possible

NOTE This leads to surrounding the value of the unknown quantity by two values of reference materials (RMs) as tightly as possible (or bracketing).

2.5.2.6

multi-point calibration

establishment of a calibration function using several (more than two) calibration points which define a range within which the estimated values of the properties are expected to lie

NOTE 1 Notes 2 and 3 are applicable to analytical systems.

2.5.2.5

encadrement

méthode consistant en principe à réduire le plus possible l'intervalle sur lequel la fonction d'étalonnage est présumée linéaire

NOTE On encadre ainsi aussi étroitement que possible la valeur de la grandeur inconnue par les valeurs relevées sur des matériaux de référence.

2.5.2.6

étalonnage multi-points

établissement d'une fonction d'étalonnage à partir de plusieurs points d'étalonnage (plus de deux) définissant une gamme à l'intérieur de laquelle sont censées se trouver les valeurs estimées des caractéristiques

NOTE 1 Les notes 2 et 3 sont applicables aux systèmes analytiques.

NOTE 2 In multi-point (also called "multi-level") calibrations, the response curves of the detector are determined for each component over the ranges to be analysed.

NOTE 3 To define the response curves, it is necessary to obtain results at a number of different concentration levels for each component. The number of concentration levels needed depends on the order of the polynomial (response curve) that has to be fitted. The minimum number of concentration levels needed is the same as the number of polynomial coefficients in the response curve to be fitted. However, it is advisable to analyse a few extra concentration levels than strictly necessary. In most cases, the order of fit of the response curves is unknown beforehand. Therefore a few extra points for fitting the response curve will decrease the influence of the measurement errors made during calibration. Consequently, it is advisable to perform the analysis of at least seven concentration levels so as to detect third order detector behaviour with a high degree of detection sensitivity.

The concentration levels shall correspond to at least seven different certified reference gas mixtures.

These concentration levels should be equally spaced across the specified working range of each component. The lowest concentration level should be slightly below the lowest concentration level of the working range, the highest concentration level should be slightly higher than the highest concentration level of the working range.

2.5.2.7 transformation

correction of future measurements if both the accepted values of the RMs and the observed values have the same units or a translation from the units of the observed measurements to the units of the RMs

2.5.2.8 verification

process to specify procedures and equipment for limited tests performed over a restricted range with traceable materials or instruments on a regular basis or upon indication of need in order to detect whether the system is behaving normally or erratically with no adjustment or correction of the measurement system

2.5.2.9 control method control chart

method which monitors the measurement system on a regular basis so as to detect quickly when the method has deteriorated, or the calibration shifted, or both

NOTE 1 Detection is achieved by using control charts for each component. A control gas of known composition, typical of the natural gases for which the method is to be used, is required for the preparation of a control chart.

NOTE 2 L'étalonnage multi-points (aussi appelé «multi-niveaux») permet d'analyser les courbes de réponse du détecteur pour chaque constituant sur les différentes étendues à analyser.

NOTE 3 Pour définir les courbes de réponse, il est nécessaire de disposer pour chaque constituant de résultats d'analyse à différents niveaux de concentration. Le nombre de concentrations nécessaires dépend de l'ordre du polynôme (courbe de réponse) à ajuster. Le nombre minimal de concentrations nécessaires correspond au nombre de coefficients polynomiaux de la courbe de réponse à ajuster. Il est toutefois conseillé de prévoir un certain nombre de concentrations supplémentaires à celles strictement nécessaires. En effet, dans la plupart des cas, on ignore l'ordre des courbes de réponse à ajuster et un nombre limité de concentrations supplémentaires permet de diminuer l'influence de l'erreur de mesurage sur les courbes d'étalonnage. Il est ainsi recommandé de faire l'analyse à au moins sept niveaux de concentration pour avoir la possibilité de détecter avec une sensibilité élevée le comportement du troisième ordre du détecteur.

Les concentrations doivent correspondre à au moins sept mélanges de gaz de référence certifiés.

Il convient que ces concentrations soient réparties sur la gamme d'étalonnage prescrite pour chaque constituant. Il convient que la concentration la plus faible soit légèrement inférieure à la concentration minimale de la gamme d'étalonnage et la concentration la plus élevée légèrement supérieure à la concentration maximale de cette gamme.

2.5.2.7 transformation

correction des futurs mesurages si les valeurs acceptées des matériaux de référence et les valeurs observées sont toutes exprimées dans les mêmes unités ou dans une transposition des unités des mesurages observés à celles des matériaux de référence

2.5.2.8 vérification

ensemble des opérations permettant de contrôler, de façon régulière ou à la demande, à partir d'essais limités, sur une plage restreinte, au moyen de matériaux ou d'équipements dont la traçabilité est établie, si le système d'analyse fonctionne normalement ou de façon erratique, sans nécessité de réglage ou de correction

2.5.2.9 méthode de contrôle graphe de contrôle

méthode de contrôle qui permet de surveiller le système de mesurage de façon régulière de façon à pouvoir détecter rapidement toute détérioration de la méthode d'analyse et/ou dérive de l'étalonnage

NOTE 1 La détection se fait au moyen de graphes de contrôle correspondant à chaque constituant. Pour préparer ces graphes de contrôle, il est nécessaire de disposer d'un gaz de contrôle de composition connue, représentatif des gaz naturels auxquels la méthode est applicable.

Before the first use, the control gas is analysed at least 10 times for precision data to be calculated (mean concentration and standard deviation for each component in the test gas).

For each component in the control gas, a control chart is constructed with the mean value for the component and concentrations representing the mean ± 2 standard deviations and the mean ± 3 standard deviations marked on the y-axis. Lines parallel to the x-axis are drawn from these points. Each time the control gas is analysed, the value is plotted using the x-axis as a time scale.

The plotted values from each analysis of the control gas are compared with the mean value and the lines for ± 2 standard deviations and ± 3 standard deviations.

Assuming that the composition of the control gas is stable and that the analytical results for the control gas follow a normal distribution, then for a system behaving normally, it may be expected that any individual result for the control gas can possibly fall outside the limit of ± 2 standard deviations on 1 occasion in 20. This means that if individual results fall outside the warning limits (± 2 standard deviations) more frequently than this, it can be an indication that the system is steering out of control with a systematic tendency for results to be too high (or too low) or the random error for measurement of that component to increase.

NOTE 2 This control method can be applied to various other instruments apart from an analyser.

2.5.3 Gas analysis

2.5.3.1 General definitions

2.5.3.1.1

mass [volume] [mole] fraction

quotient of the mass [volume (under specified conditions of pressure and temperature)] [number of moles] of each component to the sum of the masses [sum of the volumes (intended prior to mixing under specified conditions of pressure and temperature)] [sum of the moles] of all components of the gas mixture

NOTE According to ISO 7504[26], the sum of the volumes of all components of the gas mixture prior to mixing is replaced by the volume of the gas mixture.

For a real gas, the sum of the volumes of all components of the gas mixture does not give in general the volume of the mixture since mixing of different components generally results in changes of intermolecular forces which in turn cause an increase or decrease of total volume. The sum of the masses or numbers of moles of all components of the gas mixture gives the mass or number of moles of the mixture.

For an ideal gas, the mole fraction is identical to the volume fraction, but this relationship cannot, in general, be assumed to apply to real gas behaviour for the reason mentioned above.

Le gaz de contrôle est donc analysé avant usage au moins une dizaine de fois pour calculer les données relatives à la fidélité (concentration moyenne et écart-type de chaque constituant du gaz d'essai).

Pour chaque constituant analysé du gaz de contrôle, un graphe de contrôle est construit représentant, sur l'axe des x, l'échelle des temps et, sur l'axe des y, la concentration moyenne du constituant et les concentrations correspondant à la moyenne ± 2 écarts-type et à la moyenne ± 3 écarts-type. Une parallèle à l'axe des x est alors tracée en chacun de ces points.

Les valeurs lues pour chaque analyse du gaz de contrôle sont ensuite portées sur le graphe et comparées à la courbe de la valeur moyenne et de ± 2 et ± 3 écarts-type.

Si l'on suppose que la composition du gaz de contrôle est stable et que les résultats d'analyse de ce gaz suivent une loi de distribution normale, si par ailleurs le système fonctionne normalement, un résultat donné, relevé sur le gaz de contrôle peut 1 fois sur 20 tomber en dehors de la tolérance de ± 2 écarts-type. Le dépassement plus fréquent de cette limite d'alarme de ± 2 écarts-type est le signe soit d'une erreur systématique, les résultats ayant tendance à être sur-estimés ou sous-estimés, soit d'une augmentation de l'erreur aléatoire sur le constituant analysé.

NOTE 2 Cette méthode de contrôle peut être appliquée à d'autres instruments que l'analyseur.

2.5.3 Analyse des gaz

2.5.3.1 Définitions générales

2.5.3.1.1

fraction massique [volumique] [molaire]

quotient de la masse [du volume (dans des conditions spécifiées de pression et de température)] [du nombre de moles] de chacun des constituants par la somme de ces mêmes grandeurs pour la totalité des constituants du mélange de gaz (pour la fraction volumétrique, la somme des volumes de tous les constituants du mélange de gaz est entendue avant mélange dans des conditions spécifiées de pression et de température)

NOTE Selon l'ISO 7504[26], la somme avant mélange des volumes de tous les constituants du mélange de gaz, peut être remplacée par le volume du mélange de gaz.

Pour un gaz réel, la somme des volumes de tous les constituants du mélange de gaz ne donne en général pas le volume du mélange car il se produit généralement au moment du mélange des différents constituants des modifications des forces intermoléculaires qui entraînent une augmentation ou une diminution du volume total. La somme des masses ou des nombres de moles de tous les constituants du mélange de gaz donne en revanche la masse ou le nombre de moles du mélange.

The mass and mole fractions are independent of pressure and temperature of the gas mixture. The volume fraction depends on pressure and temperature of the gas mixture.

The percentage is calculated from the fraction multiplied by 100.

2.5.3.1.2

mass [molar] concentration

quotient of the mass [number of moles] of each component to the volume of the gas mixture under specified conditions of pressure and temperature

NOTE The mass and molar concentrations depend on the pressure and temperature of the gas mixture.

2.5.3.1.3

mole

amount of substance of any chemical species which contains the relative molecular mass

NOTE A table of recommended values of relative molecular masses is given in ISO 6976^[22].

2.5.3.1.4

gas composition

fractions or percentages of the main components, associated components, trace components and other components determined from natural gas analysis

2.5.3.1.5

gas analysis

test methods and techniques for determining the gas composition

2.5.3.1.6

direct chromatographic measurement of components

individual components or groups of components determined by comparison with identical components in the working reference gas mixture (WRM)

NOTE Main and associated components are determined using direct measurement.

Pour un gaz parfait, la fraction molaire est identique à la fraction volumique, mais cette relation n'est pas en général censée s'appliquer au comportement des gaz réels pour les raisons expliquées ci-dessus.

Les fractions massique et molaire sont indépendantes de la pression et de la température du mélange de gaz. La fraction volumique dépend de la pression et de la température du mélange de gaz.

Le pourcentage est calculé en multipliant la fraction par 100.

2.5.3.1.2

concentration massique [molaire]

quotient de la masse [du nombre de moles] de chacun des constituants d'un mélange de gaz par le volume de ce mélange dans les conditions spécifiées de pression et de température

NOTE Les concentrations massique et molaire dépendent de la pression et de la température du mélange de gaz.

2.5.3.1.3

mole

pour toute espèce chimique, quantité de substance correspondant à la masse moléculaire relative

NOTE Une table des valeurs recommandées des masses moléculaires relatives est donnée dans l'ISO 6976^[22].

2.5.3.1.4

composition du gaz

fractions ou pourcentages relatifs, déterminés par analyse, des différents constituants: principaux, associés, traces et autres, du gaz naturel

2.5.3.1.5

analyse des gaz

ensemble des méthodes et techniques d'essai permettant de déterminer la composition des gaz

2.5.3.1.6

mesurage chromatographique direct des constituants

détermination, par comparaison avec des constituants identiques du mélange de gaz étalons de travail, de la teneur en différents constituants ou groupes de constituants

NOTE La teneur en constituants principaux et associés est déterminée par mesurage direct.

2.5.3.1.7

indirect chromatographic measurement of components

individual components or groups of components determined using relative response factors to a reference component in the WRM

NOTE Trace components are determined using indirect measurement.

2.5.3.2 Analysed components

2.5.3.2.1

**main component
major component**

component whose content influences the calculation of physical properties

NOTE Main components of natural gases generally include: nitrogen, carbon dioxide and saturated hydrocarbons from methane through *n*-pentane.

2.5.3.2.2

**associated component
minor component**

component whose content does not significantly influence the calculation of physical properties

NOTE Associated components generally include: helium, hydrogen, argon and oxygen.

2.5.3.2.3

**trace component
trace constituent**

component present at very low levels

NOTE Trace components generally include hydrocarbons or groups of hydrocarbons above *n*-pentane and the components listed in 2.5.3.3.

2.5.3.2.4

group of components

individual components whose similar properties make analytical separation too poor for individual determination and are thus considered and treated as a group of components in the mixture

NOTE 1 The property of the group, rather than each individual property, is used to evaluate the properties of the mixture.

NOTE 2 The group may be physically combined as a result of the analytical procedure, as with backflushing in chromatography, or individually measured and combined by calculation. If they are physically combined, the precision of

2.5.3.1.7

mesurage chromatographique indirect des constituants

détermination, par rapport au facteur de réponse d'un constituant de référence du mélange de gaz étalons de travail, de la teneur en différents constituants ou groupes de constituants

NOTE La teneur en constituants à l'état de traces est déterminée par mesurage indirect.

2.5.3.2 Constituants analysés

2.5.3.2.1

**constituants principaux
constituants majeurs**

constituants dont la concentration influe sur le calcul des caractéristiques physiques

NOTE Les constituants principaux des gaz naturels sont, en règle générale, l'azote, le dioxyde de carbone et les hydrocarbures saturés du méthane jusqu'au *n*-pentane.

2.5.3.2.2

**constituants associés
constituants mineurs**

constituants dont la concentration n'influe pas de manière significative sur le calcul des caractéristiques physiques

NOTE Les constituants associés sont, en règle générale, l'hélium, l'hydrogène, l'argon et l'oxygène.

2.5.3.2.3

constituants en traces

constituants qui ne sont présents qu'à de très petits niveaux de concentration

NOTE Les constituants en traces sont, en règle générale, les hydrocarbures ou groupes d'hydrocarbures au-delà du *n*-pentane et les constituants mentionnés en 2.5.3.3.

2.5.3.2.4

groupe de constituants

constituants individuels dont la similitude des propriétés rend difficile la séparation analytique; ils sont donc considérés et traités comme un groupe de composés dans le mélange

NOTE 1 Plutôt que d'évaluer les propriétés de chaque constituant, on considère que les propriétés du groupe peuvent servir à qualifier les propriétés du mélange.

NOTE 2 Le groupe peut être constitué par des moyens physiques pour les besoins de l'analyse comme c'est le cas pour le rétrobalayage en chromatographie, ou reconstitué par le calcul à partir des résultats des différents constituants. Dans le premier cas, la fidélité de mesurage du

the measurement of the group is likely to be superior to the precision of measurement of the individual components.

NOTE 3 It is important to recognize when it is appropriate to consider groups of components, and when it is not. For calculation of calorific value or relative density, all hydrocarbons of carbon number six (C_6) and higher can be considered as a group (C_{6+}) with relatively little resulting error. However, such simplification gives rise to large calculation errors of the hydrocarbon dew point.

NOTE 4 When a number of hydrocarbons are identified and quantified as a group or groups, the following options are possible:

- the total is reported as though the group extends from the lowest carbon number of that group (e.g. C_{6+} , which indicates all hydrocarbons of carbon number six and above);
- separate groups are reported as the total of each carbon number (e.g. total C_6 , total C_7 , etc.);
- the above groups, reported as total of each carbon number, can be further broken down to component types (e.g. C_6 alkanes, as distinct from benzene and C_6 cycloalkanes or naphthenes).

In the above mentioned cases, the response of the group is the sum of the responses of the normal hydrocarbon component(s) and its (their) isomers. The relative response of the group is equal to the relative response of the normal alkane of the group (C_6 for C_{6+}).

2.5.3.2.5

other component other constituent

component possibly being present in the gas, which is either measured directly using other analytical methods or its content in the gas is assumed to remain constant and set to a value based on past measurements or valid estimations

2.5.3.2.6

reference component bridge component

component present in the WRM used as a reference to define the relative response factors of sample components which are not present in the WRM

NOTE The response function of the reference component and of the sample components measured relative to it should be linear and pass through the origin.

groupe sera probablement supérieure à la fidélité de mesurage des différents constituants.

NOTE 3 Il est important de savoir quand il est approprié de prendre en compte des groupes de constituants et quand cela ne l'est pas. Pour calculer le pouvoir calorifique ou la densité relative, il est possible, avec un risque d'erreur relativement faible, de considérer comme un groupe (C_{6+}) tous les hydrocarbures ayant un nombre d'atomes de carbone égal (C_6) ou supérieur à six. En revanche, pour calculer le point de rosée des hydrocarbures, ce type de simplification conduirait à des erreurs grossières.

NOTE 4 Si l'on veut identifier et quantifier un certain nombre d'hydrocarbures sous la forme d'un ou plusieurs groupes, les options suivantes sont possibles:

- indication d'un total, comme si le groupe comprenait tous les hydrocarbures dont le nombre de carbone est égal ou supérieur au nombre le plus bas (par exemple C_{6+} représentant tous les hydrocarbures à partir de six atomes de carbone);
- indication de groupes distincts comprenant la totalité des hydrocarbures de même nombre d'atomes de carbone (par exemple, total des C_6 , total des C_7 , etc.);
- décomposition des groupes distincts indiqués ci-dessus par types de constituants (par exemple alcanes en C_6 distincts du benzène, des cycloalcanes en C_6 ou des naphthènes).
- Dans les cas mentionnés ci-dessus, la réponse du groupe est la somme des réponses du ou des constituants hydrocarbures normaux et de leurs isomères. La réponse relative du groupe est égale à la réponse relative de l'alkane normal du groupe (C_6 pour C_{6+}).

2.5.3.2.5

autre constituant

constituant pouvant être présent dans le gaz, qui est mesuré directement en utilisant d'autres méthodes analytiques, ou dont la teneur dans le gaz est supposée constante, et fixée à partir d'une valeur fonction des mesurages passés ou d'estimations significatives

2.5.3.2.6

composé de référence composé pont

constituant présent dans le mélange de gaz étalon de travail par rapport auquel sont définis les facteurs de réponse relative des constituants échantillons non présents dans le mélange de gaz étalon de travail

NOTE La courbe de réponse du constituant de référence et celle des constituants échantillons mesurés par rapport à ce dernier doivent être linéaires et passer par l'origine.

2.5.3.3 Trace component [constituent]

2.5.3.3.1

alkane thiol**alkyl mercaptan**

organic sulfur compound with the general formula R-SH (where R is the alkyl group), either naturally present or added as an odorant to natural gas

NOTE 1 They are classified as primary, secondary and tertiary thiols (mercaptans) according to whether the alkyl group attached to the thiol (mercaptan) group is a primary, secondary or tertiary group, respectively. The number of carbons attached to the carbon atom bearing the thiol group distinguishes primary, secondary and tertiary thiols.

In a primary alkyl group, one or none carbon is attached to the carbon atom under consideration. [Examples of primary thiols (mercaptans): methane thiol (methyl mercaptan) $\text{CH}_3\text{-SH}$, ethane thiol (ethyl mercaptan) $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{-SH}$].

In a secondary alkyl group, two carbons are attached to the carbon atom under consideration. (Example of a secondary thiol (mercaptan): 2-propane-thiol (isopropyl mercaptan) $(\text{CH}_3)_2\text{CH-SH}$).

In a tertiary alkyl group, three carbons are attached to the carbon atom under consideration. (Example of a tertiary thiol (mercaptan): 2-methylpropane-2-thiol (tertiary-butyl mercaptan) $(\text{CH}_3)_3\text{C-SH}$).

NOTE 2 Thiols (mercaptans) are the sulfur analogues of the alcohols.

2.5.3.3.2

alkyl sulfide**thioether**

organic sulfur compound with the general formula R-S-R' (where R and R' are alkyl groups), either naturally present or added as an odorant to natural gas

NOTE 1 The alkyl groups are identical ($R = R'$) in symmetrical sulfides (e.g. diethyl sulfide: $\text{C}_2\text{H}_5\text{-S-C}_2\text{H}_5$) or different ($R \neq R'$), in asymmetrical sulfides (e.g. methyl ethyl sulfide: $\text{CH}_3\text{-S-C}_2\text{H}_5$).

NOTE 2 Sulfides are the sulfur analogues of the ethers and are also known as thioethers.

2.5.3.3.3

alkyl disulfide

organic sulfur compound with the general formula R-S-S-R' (where R and R' are alkyl groups)

NOTE 1 The alkyl groups are identical ($R = R'$) in symmetrical disulfides (e.g. dimethyl disulfide:

2.5.3.3 Constituants en traces

2.5.3.3.1

thioalcane**alkylmercaptan**

composé organique soufré de formule générale R-SH (R est le groupe alkyle) qui se trouve naturellement présent dans le gaz naturel ou qu'on ajoute à celui-ci comme odorisant

NOTE 1 Ces composés se classent en trois catégories: thiols (mercaptans) primaires, secondaires et tertiaires, selon que le groupe alkyle attaché au groupe thiol (mercaptan) est un groupe primaire, secondaire ou tertiaire. C'est le nombre de carbones liés à l'atome de carbone portant le groupe thiol qui permet de distinguer entre thiols primaires, secondaires et tertiaires.

Dans un groupe alkyle primaire, ce nombre est zéro ou un. Comme exemples de thiols (mercaptans) primaires, on peut citer le méthane-thiol (méthylmercaptan): $\text{CH}_3\text{-SH}$ ou l'éthane-thiol (éthylmercaptan): $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{-SH}$.

Dans un groupe alkyle secondaire, ce nombre est deux. Comme exemple de thiol (mercaptan) secondaire, on peut citer le 2-propane-thiol (isopropylmercaptan): $(\text{CH}_3)_2\text{CH-SH}$.

Dans un groupe alkyle tertiaire, ce nombre est trois. Comme exemple de thiol (mercaptan) tertiaire, on peut citer le 2-méthylpropane-2-thiol (butylmercaptan tertiaire): $(\text{CH}_3)_3\text{C-SH}$.

NOTE 2 Les thiols (mercaptans) sont les équivalents soufrés des alcools.

2.5.3.3.2

sulfure d'alkyle**thioéter**

composé organique soufré de formule générale R-S-R' (R et R' sont des groupes alkyles) qui se trouve naturellement présent dans le gaz naturel ou qu'on ajoute à celui-ci comme odorisant

NOTE 1 Les groupes alkyles sont identiques ($R = R'$) dans les sulfures symétriques, comme par exemple le sulfure de diéthyle: $\text{C}_2\text{H}_5\text{-S-C}_2\text{H}_5$, ou différents ($R \neq R'$) dans les sulfures asymétriques, comme par exemple le sulfure d'éthylméthyle: $\text{CH}_3\text{-S-C}_2\text{H}_5$.

NOTE 2 Les sulfures sont les équivalents soufrés des éthers; on les appelle également thioéthers.

2.5.3.3.3

disulfure d'alkyle

composé organique soufré de formule générale R-S-S-R' (R et R' sont des groupes alkyles)

NOTE 1 Les groupes alkyles sont identiques ($R = R'$) dans les disulfures symétriques, comme par exemple le di-

$\text{CH}_3\text{-S-S-CH}_3$) or different ($R \neq R'$) in asymmetrical disulfides (e.g. methyl ethyl disulfide: $\text{CH}_3\text{-S-S-C}_2\text{H}_5$).

NOTE 2 Disulfides are formed by oxidation of thiols (mercaptans). Their odour intensity is insufficient to be used as gas odorants.

2.5.3.3.4

carbonyl sulfide

COS

sulfur compound found in natural gas, which contributes to the total sulfur content

NOTE Under particular conditions, it can be formed from, or be converted to, H_2S .

2.5.3.3.5

carbonyl sulfide sulfur

amount of sulfur in natural gas found in the form of carbonyl sulfide (COS) and determined, for example, by potentiometry (ISO 6326-3^[7])

2.5.3.3.6

cyclic sulfide

thioether

cyclic organic sulfur compound with one sulfur atom incorporated into a saturated hydrocarbon ring

EXAMPLE Tetrahydrothiophene (thiophane or thiacyclopentane), i.e. $\text{C}_4\text{H}_8\text{S}$, which is added as an odorant to natural gas.

2.5.3.3.7

glycol

liquid binary alcohol ($\text{R-CHOH-CH}_2\text{OH}$) used as an anti-freeze and in some processing operations as a dehydrating agent

2.5.3.3.8

hydrogen sulfide

H_2S

colourless, toxic gas with an odour similar to rotten eggs

NOTE H_2S is an undesirable constituent of natural gas, and should be reduced to tolerable concentrations by processing. A low concentration of hydrogen sulfide provides safety for personnel and customer, mitigates corrosion in pipeline and distribution systems, prevents objectionable products of combustion, and protects sensitive industrial operations.

sulfure de diméthyle: $\text{CH}_3\text{-S-S-CH}_3$, ou différents ($R \neq R'$) dans les disulfures asymétriques, comme par exemple le disulfure d'éthylméthyle: $\text{CH}_3\text{-S-S-C}_2\text{H}_5$.

NOTE 2 Les disulfures sont formés par oxydation des thiols (mercaptans). L'intensité de leur odeur n'est pas suffisante pour odoriser les gaz.

2.5.3.3.4

sulfure de carbonyle

COS

un des composés soufrés trouvés dans le gaz naturel, qui contribue à la teneur totale en soufre

NOTE Dans certaines conditions particulières, il peut être dérivé de H_2S ou converti en H_2S .

2.5.3.3.5

oxysulfure de carbone

quantité de soufre contenue dans le gaz naturel provenant du sulfure de carbonyle (COS) et dosée, par exemple, par potentiométrie (ISO 6326-3^[7])

2.5.3.3.6

sulfure cyclique

thioéter

composé organique soufré cyclique à un atome de soufre incorporé dans la chaîne des hydrocarbures saturés

EXEMPLE Le tétrahydrothiophène (thiophane ou thiacyclopentane), $\text{C}_4\text{H}_8\text{S}$, ajouté comme odorisant au gaz naturel.

2.5.3.3.7

glycol

dialcool liquide ($\text{R-CHOH-CH}_2\text{OH}$) utilisé comme antigel et, dans certaines opérations de traitement, comme agent déshydratant

2.5.3.3.8

sulfure d'hydrogène

H_2S

gaz toxique incolore dont l'odeur ressemble à celle des oeufs pourris

NOTE Le sulfure d'hydrogène est un constituant indésirable du gaz naturel et doit être réduit à des concentrations tolérables par traitement. Une faible concentration en sulfure d'hydrogène préserve la sécurité du personnel et des usagers, réduit la corrosion des canalisations et réseaux de distribution, empêche la formation de produits de combustion dangereux et protège les opérations industrielles sensibles

2.5.3.3.9

mercaptan

see alkane thiol (2.5.3.3.1) [(alkyl mercaptan) (2.5.3.3.1)]

2.5.3.3.10

mercaptan sulfur

see thiol sulfur (2.5.3.3.15)

2.5.3.3.11

methanol

light, volatile, flammable, poisonous, liquid alcohol (CH_3OH) used to prevent hydrate formation in wet, high-pressure gas lines

2.5.3.3.12

organic sulfur

term commonly used to designate all of the sulfur compounds in natural gas with the exception of hydrogen sulfide and sulfur oxides

EXAMPLES These sulfur compounds consist of carbon disulfide (CS_2), carbon oxysulfide, also called carbonyl sulfide (COS), thiophene ($\text{C}_4\text{H}_4\text{S}$) and its homologues, alkane thiols (alkyl mercaptans) such as methane thiol (methyl mercaptan) ($\text{CH}_3\text{-SH}$) and ethane thiol (ethyl mercaptan) ($\text{C}_2\text{H}_5\text{-SH}$), and various other sulfur compounds present in very small traces, such as the thioethers and the alkyl disulfides.

2.5.3.3.13

sulfide

see alkyl or cyclic sulfide (2.5.3.3.6)

2.5.3.3.14

thioether

see sulfide (2.5.3.3.13)

2.5.3.3.15

thiol [mercaptan] sulfur

amount of sulfur bonded in the form of a thiol [mercaptan] in natural gas

NOTE The amount of thiol sulfur may be determined by an analytical method which does not differentiate between individual thiols [mercaptans] (e.g. potentiometry using ISO 6326-3^[7]).

2.5.3.3.16

thiol

see alkane thiol (2.5.3.3.1) [(alkyl mercaptan) (2.5.3.3.1)]

2.5.3.3.9

mercaptan

voir thioalcane (2.5.3.3.1) [(alkylmercaptan) (2.5.3.3.1)]

2.5.3.3.10

soufre mercaptique

voir soufre thiolique (2.5.3.3.15)

2.5.3.3.11

méthanol

alcool liquide léger, volatile, inflammable et toxique (CH_3OH) utilisé pour empêcher la formation d'hydrates dans les canalisations de gaz humide sous haute pression

2.5.3.3.12

soufre organique

terme communément utilisé pour désigner tous les composés soufrés du gaz naturel à l'exception du sulfure d'hydrogène (hydrogène sulfuré) et des oxydes de soufre

EXEMPLES Ces composés soufrés comprennent le disulfure de carbone (CS_2), l'oxysulfure de carbone, aussi appelé sulfure de carbonyle (COS), le thiophène ($\text{C}_4\text{H}_4\text{S}$) et ses homologues, les thioalcanes (alkylmercaptans) tels que le méthanethiol (méthylmercaptan), ($\text{CH}_3\text{-SH}$), et l'éthanethiol (éthylmercaptan), ($\text{C}_2\text{H}_5\text{-SH}$), ainsi que divers autres composés soufrés présents en très petites traces tels que les thioéthers et les disulfures d'alkyle.

2.5.3.3.13

sulfure

voir sulfure d'alkyle ou sulfure cyclique (2.5.3.3.6)

2.5.3.3.14

thioéther

voir sulfure (2.5.3.3.13)

2.5.3.3.15

soufre thiolique [mercaptique]

quantité de soufre lié sous forme de thiols (mercaptans) dans le gaz naturel

NOTE Le soufre thiolique peut être dosé par des méthodes analytiques ne faisant pas la différence entre les différents thiols (mercaptans), par exemple la potentiométrie suivant l'ISO 6326-3^[7].

2.5.3.3.16

thiol

voir thioalcane (2.5.3.3.1) [(alkylmercaptan) (2.5.3.3.1)]

2.5.3.3.17**total sulfur**

total amount of sulfur found in natural gas

NOTE The total amount of sulfur, both organic and inorganic, may be determined by an analytical method not differentiating between individual sulfur compounds [e.g. Wickbold (ISO 4260^[2]) or Lingener (ISO 6326-5^[9]) combustion methods].

2.5.3.4 Analyser response**2.5.3.4.1****response**

output signal for a component that is measured as peak area or peak height

NOTE Response is expressed in counts.

2.5.3.4.2**response factor**

ratio of the non-normalized mole fraction of the component in the WRM to its response

NOTE 1 The response factor for this component is defined on the assumption that the detector behaviour for a certain component intercepts the origin and is linear for a small range around the point which is calibrated; in this case, a single-point calibration is used.

NOTE 2 In this case the non-normalized mole fraction of this component in the sample is given by the product of the response factor of this component with the response of the same component in the sample:

$$x_{i,s}^* = \frac{x_{i,wr}^*}{R_{f,i,wr}} \cdot R_{f,i,s}$$

where

$x_{i,s}^*$ is the non-normalized mole fraction for component i in the sample;

$x_{i,wr}^*$ is the non-normalized mole fraction for component i in the WRM;

$R_{f,i,s}$ is the response factor, expressed in counts, for component i in the sample;

$R_{f,i,wr}$ is the response factor, expressed in counts, for component i in the WRM.

2.5.3.3.17**soufre total**

quantité totale de soufre trouvée dans le gaz naturel

NOTE Le soufre total, sous forme organique et inorganique, peut être dosé par des méthodes analytiques ne faisant pas la différence entre les divers composés soufrés [par exemple, les méthodes par combustion Wickbold (ISO 4260^[2]) ou Lingener (ISO 6326-5^[9])].

2.5.3.4 Réponse de l'analyseur**2.5.3.4.1****réponse**

signal de sortie correspondant à un constituant, mesuré sous la forme d'une aire ou d'une hauteur de pic

NOTE La réponse est exprimée en nombre d'impulsions.

2.5.3.4.2**facteur de réponse**

rapport entre la fraction molaire non normalisée du constituant dans le mélange de gaz étalons de travail et la réponse correspondante

NOTE 1 Le facteur de réponse de ce constituant est défini dans l'hypothèse où la courbe de réponse du détecteur pour un constituant déterminé passe par l'origine et est linéaire sur une plage limitée autour du point étalonné; dans ce cas, on utilise un étalonnage simple.

NOTE 2 Dans le cas considéré, la fraction molaire non normalisée du constituant de l'échantillon est donnée par le produit du facteur de réponse de ce constituant par la réponse du même constituant dans l'échantillon:

$$x_{i,s}^* = \frac{x_{i,wr}^*}{R_{f,i,wr}} \cdot R_{f,i,s}$$

où

$x_{i,s}^*$ est la fraction molaire non normalisée du constituant i de l'échantillon;

$x_{i,wr}^*$ est la fraction molaire non normalisée du constituant i dans le mélange de gaz étalons de travail;

$R_{f,i,s}$ est la réponse, exprimée en nombre d'impulsions, pour le constituant i de l'échantillon;

$R_{f,i,wr}$ est la réponse, exprimée en nombre d'impulsions, pour le constituant i dans le mélange de gaz étalons de travail.

2.5.3.4.3

relative response factor

ratio of the molar amount of the component analysed to the molar amount of reference component present in the working reference gas mixture (WRM) which produces an equal response from the analyser

NOTE 1 It is necessary to use the relative response factor to calculate the non-normalized mole fraction of sample components not present in the WRM.

NOTE 2 The relative response factor for a certain component can also be defined as the ratio of the response factor of this component to the response factor of the reference component.

NOTE 3 When using an FID detector, the relative response factor is calculated as the ratio of the carbon number of the reference component to the carbon number of the sample component.

NOTE 4 It is assumed that the detector response curve, calibrated using the reference component, intercepts the origin and is linear for a small range around the point obtained for the sample component. The non-normalized mole fraction of the sample component not present in the WRM can be calculated by the following equation:

$$x_{i,s}^* = K_{rc,i} \cdot \frac{x_{rc,wm}^*}{R_{f,rc,wm}} \cdot R_{f,i,s}$$

where

$x_{i,s}^*$ is the non-normalized mole fraction for component i in the sample which is not present in the WRM;

$x_{rc,wm}^*$ is the non-normalized mole fraction for the reference component in the WRM;

$R_{f,i,s}$ is the response factor, expressed in counts, for component i in the sample;

$R_{f,rc,wm}$ is the response factor, expressed in counts, for component for the reference component in the WRM;

$K_{rc,i}$ the relative response factor for the reference component with respect to component i .

2.5.3.4.3

facteur de réponse relatif

rapport de la quantité molaire du constituant analysé à la quantité molaire du constituant de référence présent dans le mélange de gaz étalons de travail qui donne une réponse identique sur l'analyseur

NOTE 1 Il est nécessaire d'utiliser le facteur de réponse relatif pour calculer la fraction molaire non normalisée d'un constituant de l'échantillon non présent dans le mélange de gaz étalons de travail.

NOTE 2 Le facteur de réponse relatif d'un constituant déterminé peut également être défini comme le rapport du facteur de réponse de ce constituant au coefficient de réponse du constituant de référence.

NOTE 3 Dans le cas où l'on emploie un détecteur à ionisation de flamme, le facteur de réponse relatif est calculé comme étant le rapport entre le nombre d'atomes de carbone pour le constituant de référence et le nombre d'atomes de carbone pour le constituant de l'échantillon.

NOTE 4 Dans l'hypothèse où la courbe de réponse du détecteur pour le constituant de référence passe par l'origine et est linéaire sur une étendue limitée autour du point à étalonner, la fraction molaire non normalisée du constituant non présent dans le mélange de gaz étalons de travail est calculée à l'aide de l'équation suivante:

$$x_{i,s}^* = K_{rc,i} \cdot \frac{x_{rc,wm}^*}{R_{f,rc,wm}} \cdot R_{f,i,s}$$

où

$x_{i,s}^*$ est la fraction molaire non normalisée du constituant i de l'échantillon, qui n'est pas présent dans le mélange de gaz étalons de travail;

$x_{rc,wm}^*$ est la fraction molaire non normalisée pour le constituant de référence dans le mélange de gaz étalons de travail;

$R_{f,i,s}$ est la réponse, exprimée en nombre d'impulsions, pour le constituant i de l'échantillon;

$R_{f,rc,wm}$ est la réponse, exprimée en nombre d'impulsions, pour le constituant de référence dans le mélange de gaz étalons de travail;

$K_{rc,i}$ est le facteur de réponse relatif pour le constituant de référence par rapport au constituant i .

2.5.3.4.4

response function

response of the detector after a multi-point calibration performed for a component over the range to be analysed (see the note in the definition of the multi-point calibration in 2.5.2.6)

NOTE 1 It is not possible to make the assumption that the detector response function calibrated for a certain component intercepts the origin and is linear for a small range around the measured point.

NOTE 2 In this case, the non-normalized mole fraction of the component in the sample is given by the product of the response function of the component in the sample with the scaling factor:

$$x_{i,s}^* = (a_i \cdot R_{f,i,s}^3 + b_i \cdot R_{f,i,s}^2 + c_i \cdot R_{f,i,s} + d_i) \cdot \left(\frac{x_{i,wrm}}{a_i \cdot R_{f,i,wrm}^3 + b_i \cdot R_{f,i,wrm}^2 + c_i \cdot R_{f,i,wrm} + d_i} \right)$$

where

- $x_{i,s}^*$ is the non-normalized mole fraction for component i in the sample;
- $x_{i,wrm}$ is the mole fraction for component i in the WRM;
- $R_{f,i,s}$ is the response factor, expressed in counts, for component i in the sample;
- $R_{f,i,wrm}$ is the response factor, expressed in counts, for component i in the WRM;
- a, b, c, d are the polynomial coefficients.

2.5.3.4.5

normalization

composition data is set to 100 % or to some slightly lesser value if there is a small, constant and recognized contribution from unmeasured other components

NOTE 1 Analysers which have been set up for natural gas analysis, however well configured, will rarely measure the sum of the components in a natural gas to be exactly 100 % (or 1 if expressed in mole fraction). Therefore composition data is normalized to 100 %.

This is based on the obvious premise that the sum of all components in a natural gas adds up to 100 % and not some other value:

$$x_{mc} + x_{tc} + x_{oc} = 1$$

2.5.3.4.4

fonction de réponse

réponse du détecteur après un étalonnage multi-points effectué sur un constituant dans la gamme à analyser (voir la note de la définition de l'étalonnage multipoints (2.5.2.6))

NOTE 1 Il n'est pas possible, pour cette fonction de réponse, de supposer que la courbe de réponse du détecteur à un constituant donné passe par l'origine et demeure linéaire sur une étendue limitée autour du point mesuré.

NOTE 2 Dans ce cas, la fraction molaire non normalisée du constituant de l'échantillon est donnée par le produit de la fonction de réponse de ce constituant par le facteur d'échelle:

où

- $x_{i,s}^*$ est la fraction molaire non normalisée du constituant i dans l'échantillon;
- $x_{i,wrm}$ est la fraction molaire du constituant i dans le mélange de gaz étalons de travail;
- $R_{f,i,s}$ est la réponse, exprimée en nombre d'impulsions, pour le constituant i dans l'échantillon
- $R_{f,i,wrm}$ est la réponse, exprimée en nombre d'impulsions, pour le constituant i dans le mélange de gaz étalons de travail;
- a, b, c, d sont les coefficients polynomiaux.

2.5.3.4.5

normalisation

ajustement des données de composition à 100 % ou à une valeur très légèrement inférieure si l'on sait que des constituants non mesurés peuvent représenter une part infime mais constante et reconnue

NOTE 1 Il est rare qu'un analyseur réglé pour analyser le gaz naturel et même bien configuré, puisse mesurer la somme des constituants d'un gaz naturel avec une exactitude de 100 % (ou de 1 si l'on considère les fractions molaires). Il est donc de pratique commune de normaliser les données de composition à 100 %.

Cette pratique repose sur l'hypothèse évidente que le gaz naturel renferme 100 % de constituants et non une autre valeur:

$$x_{mc} + x_{tc} + x_{oc} = 1$$

where

x_{mc} is the mole fraction for main and associated components;

x_{tc} is the mole fraction for trace components;

x_{oc} is the mole fraction for other components;

The normalization is carried out as follows:

$$x_{i,s} = \frac{x_{i,s}^*}{\sum_{i=1}^k x_{i,s}^*} \cdot (1 - x_{oc,s})$$

where

x_{oc} is the non-normalized mole fraction for component i in the sample;

$x_{i,s}$ is the normalized mole fraction for component i in the sample;

$x_{oc,s}$ is the normalized mole fraction for sum of the other components in the sample;

k is the number of components detected.

NOTE 2 The method should quote limits within which such normalization would be acceptable; a measured total between 0,99 and 1,01 may be deemed to be usual, with analyses producing wider-ranging totals being rejected. Analytical methods which calculate the methane by difference do not normalize in this way, but instead force the total to 1, with the calculated methane value absorbing the errors in all the other component measurements.

2.5.3.4.6
chromatographic resolution

column efficiency characteristic describing the degree of separation of two adjacent peaks in gas chromatography

NOTE The resolution is measured for two eluted components, A and B , as twice the difference of their retention times, measured at their maxima, divided by the sum of the peak widths measured at their baseline. The peak width is measured by drawing tangents to the peaks at half their height and measuring the distance between the intercepts of these two tangent lines at the baseline:

$$R_{A,B} = 2 \cdot \frac{t_R(B) - t_R(A)}{w(B) + w(A)}$$

where

$R_{A,B}$ is the resolution between peaks for components A and B ;

où

x_{mc} est la fraction molaire des constituants principaux et associés;

x_{tc} est la fraction molaire des constituants à l'état de traces;

x_{oc} est la fraction molaire des autres constituants.

La normalisation s'effectue de la manière suivante:

$$x_{i,s} = \frac{x_{i,s}^*}{\sum_{i=1}^k x_{i,s}^*} \cdot (1 - x_{oc,s})$$

où

x_{oc} est la fraction molaire non normalisée du constituant i dans l'échantillon;

$x_{i,s}$ est la fraction molaire normalisée du constituant i dans l'échantillon;

$x_{oc,s}$ est la fraction molaire normalisée de la somme des autres constituants dans l'échantillon;

k est le nombre de constituants détectés.

NOTE 2 Il convient d'indiquer pour la méthode les limites dans lesquelles cette normalisation serait acceptable; un total mesuré entre 0,99 à 1,01 peut être considéré comme normal, les analyses donnant une plage plus large étant rejetées. Les méthodes analytiques calculant la teneur en méthane par différence ne normalisent pas de cette manière, mais au contraire forcent le total à 1, la valeur calculée du méthane absorbant les erreurs de mesurage de tous les autres constituants.

2.5.3.4.6
résolution

en chromatographie en phase gazeuse, caractéristique de rendement d'une colonne, décrivant le degré de séparation entre deux pics adjacents

NOTE La résolution est mesurée pour deux composants élués, A et B ; elle correspond au double de la différence de leurs temps de rétention, mesurés à leur maxima, divisé par la somme de la largeur des pics, mesurée à leur ligne de base. La largeur des pics est mesurée en traçant des tangentes à mi-hauteur et en mesurant la distance entre les intersections de ces deux tangentes avec la ligne de base:

$$R_{A,B} = 2 \cdot \frac{t_R(B) - t_R(A)}{w(B) + w(A)}$$

où

$R_{A,B}$ est la résolution entre les pics des constituants A et B ;

$t_R(A)$, $t_R(B)$ retention time of the eluted components *A* and *B*;

$w(A)$, $w(B)$ peak widths at the baseline of the eluted components *A* and *B* measured with respect to retention time.

In the case where the retention time scale of the chromatogram is linear, chromatogram distances can be measured instead of retention times.

2.5.3.5 Calibration gas mixtures

2.5.3.5.1 General definitions from metrology

2.5.3.5.1.1

reference material

RM

material or substance, one or more of whose property values are sufficiently homogeneous and well established to be used for the calibration of an apparatus, the assessment of a measurement method, or for assigning values to materials

[ISO Guide 30^[43]]

NOTE A reference material may be in the form of a pure or mixed gas, liquid or solid.

EXAMPLES Several kinds of reference materials exist. An internal reference material is an RM developed by a user for its own internal use. An external reference material is an RM provided by someone other than the user. A certified reference material (CRM) is an RM issued and certified by an organization recognized as competent to do so.

2.5.3.5.1.2

certified reference material

CRM

reference material, accompanied by a certificate, one or more of whose property values are certified by a procedure which establishes traceability to an accurate realization of the unit in which the property values are expressed, and for which each certified value is accompanied by an uncertainty at a stated level of confidence

[ISO Guide 30^[43]]

2.5.3.5.1.3

reference measuring system

represents not only a measuring instrument but the set of procedures, operators and environmental conditions associated with that instrument

$t_R(A)$, $t_R(B)$ sont les temps de rétention des constituants élués *A* et *B*;

$w(A)$, $w(B)$ sont les largeurs des pics des constituants élués *A* et *B*, mesurées par rapport aux temps de rétention.

Au cas où l'échelle des temps de rétention du chromatogramme est linéaire, on peut mesurer les distances au lieu des temps de rétention sur le chromatogramme.

2.5.3.5 Mélanges de gaz pour étalonnage

2.5.3.5.1 Définitions générales de métrologie

2.5.3.5.1.1

matériau de référence

matériau ou substance dont une ou plusieurs des propriétés sont suffisamment homogènes et bien définies pour servir de base à l'étalonnage d'un appareil, à l'évaluation d'une méthode de mesurage ou à l'attribution de valeurs à des matériaux

[ISO Guide 30^[43]]

NOTE Un matériau de référence peut être un gaz pur, un mélange de gaz, un liquide ou un solide.

EXEMPLES Il existe plusieurs types de matériaux de référence: un matériau de référence interne est un matériau de référence mis au point par un utilisateur pour ses besoins propres. Un matériau de référence externe est un matériau de référence fourni par quelqu'un d'autre que l'utilisateur. Un matériau de référence certifié (MRC) est un matériau de référence produit et certifié par un organisme reconnu et compétent.

2.5.3.5.1.2

matériau de référence certifié

MRC

matériau de référence, accompagné d'un certificat, dont une ou plusieurs des valeurs de propriétés sont certifiées par une procédure permettant la traçabilité par rapport à la valeur exacte de la propriété en question dans l'unité où elle est exprimée, chaque valeur certifiée étant affectée d'une incertitude et d'un niveau de confiance donné

[ISO Guide 30^[43]]

2.5.3.5.1.3

système de mesure de référence

terme utilisé pour représenter non seulement un instrument de mesure mais également l'ensemble des procédures, des opérateurs et des conditions environnementales associées à cet instrument

2.5.3.5.1.4
traceability

property of the result of a measurement or the value of a standard whereby it can be related to stated references, usually national or International Standards, through an unbroken chain of comparisons all having stated uncertainties

[ISO Guide 30^[43]]

NOTE 1 The concept is often expressed by the adjective **traceable**.

NOTE 2 It should be noted that traceability only exists when scientifically rigorous evidence is collected on a continuing basis showing that the measurement is producing documented results for which the total measurement uncertainty is quantified (NIST Technical Note 1297:1994 Edition).

NOTE 3 The unbroken chain of comparisons is called a **traceability chain**.

2.5.3.5.1.5
measurement standard
étalon

material measure, measuring instrument, reference material or measuring system intended to define, realize, conserve or reproduce a unit of one or more values of a quantity to serve as a reference

[VIM]^[45]

2.5.3.5.1.6
group standard
series of standards

set of standards of specially chosen values which individually or in suitable combination reproduce a series of values of a quantity over a given range

NOTE Adapted from the VIM^[45].

2.5.3.5.1.7
primary standard

standard that is designated or widely acknowledged as having the highest metrological qualities and whose value is accepted without reference to other standards of the same quantity

[VIM]^[45]

NOTE 1 The concept of primary standard is equally valid for base quantities and derived quantities.

NOTE 2 A primary standard is never used directly for measurements other than for comparison with duplicate or reference standards. In general the National Standards

2.5.3.5.1.4
traçabilité

propriété d'un résultat de mesure ou de la valeur d'un étalon de pouvoir être rapportée à des étalons appropriés, généralement internationaux ou nationaux, par l'intermédiaire d'une chaîne ininterrompue de comparaisons dont toutes sont affectées d'une incertitude donnée

[ISO Guide 30^[43]]

NOTE 1 Le concept est souvent exprimé sous forme adjectivale: **traçable**.

NOTE 2 Il convient de noter que la traçabilité n'existe que si suffisamment de preuves scientifiques ont été réunies sur une base continue pour démontrer que le mesurage donne des résultats documentés permettant de quantifier l'incertitude totale du mesurage (voir la note technique 1297 du NIST, édition 1994).

NOTE 3 La chaîne de comparaison ininterrompue est appelée **chaîne de traçabilité**.

2.5.3.5.1.5
étalon

mesure matérialisée, appareil de mesure, matériau de référence ou système de mesure destiné à définir, réaliser, conserver ou reproduire une unité ou une ou plusieurs valeurs connues d'une grandeur pour s'en servir comme référence

[VIM]^[45]

2.5.3.5.1.6
série d'étalons

ensemble d'étalons ayant des valeurs choisies spécialement pour reproduire individuellement ou par combinaison convenable une série de valeurs d'une grandeur sur une étendue donnée

NOTE Adapté du VIM^[45].

2.5.3.5.1.7
étalon primaire

étalon désigné ou largement reconnu comme ayant les plus hautes qualités métrologiques et dont les valeurs sont acceptées sans faire référence à d'autres étalons de la même grandeur

[VIM]^[45]

NOTE 1 Le concept d'étalon primaire est valable aussi bien pour les unités de base que pour les unités dérivées.

NOTE 2 Un étalon primaire n'est jamais utilisé directement pour des mesurages mais uniquement à titre de comparaison avec des étalons de référence. C'est, en général,

Laboratory is responsible for the conservation of a primary standard in a country.

2.5.3.5.1.8

secondary standard

standard whose value is assigned by comparison with a primary standard of the same quantity

[VIM]^[45]

2.5.3.5.1.9

international measurement standard

standard recognized by an international agreement to serve internationally as the basis for assigning values to other standards of the quantity concerned

[VIM]^[45]

2.5.3.5.1.10

national measurement standard

standard recognized by a national decision to serve, in a country, as the basis for assigning values to other standards of the quantity concerned

[VIM]^[45]

NOTE A National Standards Laboratory assures that the national standards are primary standards.

2.5.3.5.1.11

reference standard

standard generally having the highest metrological quality available at a given location or in a given organization, from which measurements made there are derived

[VIM]^[45]

2.5.3.5.1.12

working standard

standard that is used routinely to calibrate or check material measures, measuring instruments or reference materials

NOTE A working standard is usually calibrated against a reference standard.

[VIM]^[45]

2.5.3.5.1.13

transfer standard

standard used as an intermediary to compare standards

[VIM]^[45]

le laboratoire national d'essais du pays qui est responsable de la conservation de l'étalon primaire.

2.5.3.5.1.8

étalon secondaire

étalon dont la valeur est fixée par comparaison à un étalon primaire de la même grandeur

[VIM]^[45]

2.5.3.5.1.9

étalon international

étalon reconnu par un accord international pour servir de base internationale à la fixation des valeurs de tous les autres étalons de la grandeur concernée

[VIM]^[45]

2.5.3.5.1.10

étalon national

étalon reconnu par une décision officielle nationale pour servir de base, dans un pays, à la fixation des valeurs de tous les autres étalons de la grandeur concernée

[VIM]^[45]

NOTE Un laboratoire national d'essais garantit que les étalons nationaux sont des étalons primaires.

2.5.3.5.1.11

étalon de référence

étalon, en général de la plus haute qualité métrologique disponible en un lieu ou un organisme donné, duquel dérivent les mesurages effectués en ce lieu ou dans cet organisme

[VIM]^[45]

2.5.3.5.1.12

étalon de travail

étalon qui, habituellement étalonné par comparaison à un étalon de référence, est utilisé couramment pour étalonner ou contrôler des mesures matérialisées, des appareils de mesure ou des matériaux de référence

NOTE Un étalon de travail est généralement étalonné sur un étalon de référence.

[VIM]^[45]

2.5.3.5.1.13

étalon de transfert

étalon utilisé comme intermédiaire pour comparer entre eux des étalons

[VIM]^[45]

2.5.3.5.2 Definitions relevant to gas mixtures

2.5.3.5.2.1

primary standard gas mixture

PSM

gas mixture whose component quantity levels have been determined with the utmost accuracy and can be used as a reference gas for determining the component quantity levels of other gas mixtures

2.5.3.5.2.2

secondary standard gas mixture

gas mixture whose component quantity levels have been validated by direct comparison with a PSM

NOTE A secondary standard gas mixture is a CRM. It is used for the determination of the response curves of the measuring system and can also be used for its regular calibration. It can be a binary or multi-component mixture and can be prepared gravimetrically in accordance with ISO 6142^[3] and verified in accordance with ISO 6143^[4]. The quantity levels of the components can be determined by comparison with a PSM of closely related composition in accordance with ISO 6143^[4].

2.5.3.5.2.3

working reference gas mixture

WRM

gas mixture whose component quantity levels have been validated by direct comparison with a secondary standard gas mixture

NOTE A WRM is used regularly to calibrate the measuring system. A WRM can be a binary or a multi-component mixture and can be prepared gravimetrically in accordance with ISO 6142^[3] and verified in accordance with ISO 6143^[4]. The quantity levels of the components can be determined by comparison with a CRM of closely related composition in accordance with ISO 6143^[4].

2.5.3.5.2.4

control gas

gas mixture of known composition containing all the components present in the working reference gas mixture

NOTE A control gas can be either a sample gas with a composition determined in accordance with ISO 6143^[4] or a multi-component mixture prepared in accordance with ISO 6142^[3]. A control gas is used to calculate the mean (μ) and standard deviation (σ) of the quantity levels of the components detected so as to prepare the relevant control charts.

2.5.3.5.2 Définitions relatives aux mélanges gazeux

2.5.3.5.2.1

mélanges de gaz étalons primaires

mélanges gazeux dont les niveaux de composition ont été déterminés avec la plus grande exactitude et qui peuvent être utilisés comme gaz de référence pour la détermination des niveaux de composition d'autres mélanges gazeux

2.5.3.5.2.2

mélanges de gaz étalons secondaires

mélanges de gaz dont les niveaux de composition ont été validés par comparaison directe avec des mélanges de gaz étalons primaires

NOTE Un mélange de gaz étalon secondaire est un MRC. Il est utilisé pour la détermination des courbes de réponse des systèmes de mesurage et peut être aussi utilisé pour sa calibration régulière. Ce peut être un mélange binaire ou à plusieurs constituants, il peut être préparé par voie gravimétrique conformément à l'ISO 6142^[3] et doit être vérifié conformément à l'ISO 6143^[4]. La concentration des constituants peut être déterminée par comparaison avec celles d'un mélange de gaz étalon primaire de composition étroitement liée, conformément à l'ISO 6143^[4].

2.5.3.5.2.3

mélanges de gaz étalons de travail

mélanges gazeux de référence de travail dont le niveau de composition a été validé par comparaison directe avec des mélanges gazeux étalons secondaires

NOTE 1 Un mélange de gaz étalon de travail est utilisé pour les étalonnages réguliers du système de mesurage. Ce peut être un mélange binaire ou à plusieurs constituants qui peuvent être préparés par voie gravimétrique conformément à l'ISO 6142^[3] et doivent être vérifiés conformément à l'ISO 6143^[4]. La concentration des constituants peut être déterminée par comparaison avec celles d'un MRC de composition étroitement liée, conformément à l'ISO 6143^[4].

2.5.3.5.2.4

gaz de contrôle

mélange gazeux de composition connue contenant tous les constituants présents dans le mélange gazeux de référence de travail.

NOTE Un gaz de contrôle peut être soit un gaz échantillon de composition déterminée conformément à l'ISO 6143^[4], soit un mélange à plusieurs constituants préparé conformément à l'ISO 6142^[3]. Un gaz de contrôle est utilisé pour calculer la moyenne (μ) et l'écart-type (σ) de la concentration des constituants détectés pour la préparation des graphes de contrôle pertinents.

2.5.4 Statistics

2.5.4.1

sequential *F*-test

statistical test used sequentially to compare the goodness of fit to data of two polynomial curves of different order varying from third order (the highest order of interest) to possibly first order so as to determine the curve that best fits the data

NOTE 1 If the third order polynomial fits the data, it is accepted. If not, the second order is similarly compared with a first order and, if necessary, the first order is compared with the first order through the origin.

NOTE 2 The sequential *F*-test can be used for fitting a polynomial to the data. After calculating the four possible response curves of interest for a component (first order polynomial through the origin, first, second or third order polynomials), it is necessary to choose the most appropriate curve. This decision can be based on the use of a sequential *F*-test.

2.5.4.2

critical value

tabulated value from a particular table against which a measured statistic is compared

NOTE The tables cover the *t*- and *F*-distributions and data for Grubbs' and Cochran's tests. The critical value is read from the table at the chosen level of probability, and at the degree or degrees of freedom equivalent to the parameters involved in the test. In some cases, more than one critical value may be required, and the test statistic compared with, for example, both 95 % and 99 % levels.

2.5.4.3

outlier

extreme value of the measured values which exceeds the tabulated value at the chosen significance level

2.5.4.4

straggler

extreme value of the measured value which exceeds the tabulated value at the 5 % significance level

2.5.4 Statistiques

2.5.4.1

test *F* séquentiel

test statistique utilisé de manière séquentielle pour comparer l'ajustement de deux courbes polynomiales d'ordres différents, allant du polynôme de troisième ordre (l'ordre le plus intéressant) à un polynôme de premier ordre, pour déterminer la courbe correspondant le plus étroitement aux données

NOTE 1 Si le polynôme de troisième ordre correspond aux données, il est accepté. Dans le cas contraire, le polynôme de deuxième ordre est comparé de la même manière au polynôme de premier ordre et, si nécessaire, le polynôme de premier ordre est comparé au polynôme de premier ordre passant par l'origine.

NOTE 2 Le test séquentiel *F* peut être utilisé pour ajuster un polynôme aux données. Après calcul des quatre courbes de réponses intéressantes possibles d'un constituant (polynôme de premier ordre passant par l'origine, polynômes de premier, deuxième ou troisième ordre), une décision doit être prise quant à la courbe la plus appropriée. Cette décision peut se fonder sur l'utilisation d'un test *F* séquentiel.

2.5.4.2

valeur critique

valeur tirée d'une table particulière à laquelle est comparée une statistique mesurée

NOTE Les tables reprennent les lois de *t* et de *F* ainsi que les données des tests de Grubbs et de Cochran. La valeur critique est la valeur réelle de la table au niveau choisi de probabilité et au nombre de degrés de liberté équivalent au nombre de paramètres impliqués dans le test. Dans certains cas, il peut être nécessaire de disposer de plusieurs valeurs critiques et de comparer la statistique d'un test aux deux niveaux de confiance, 95 % et 99 %, par exemple.

2.5.4.3

valeur aberrante

valeur mesurée extrême dépassant la valeur tabulée au niveau de signification choisi

2.5.4.4

valeur isolée

valeur mesurée extrême dépassant la valeur tabulée au niveau de signification de 5 %

2.6 Physical and chemical properties

2.6.1 Reference conditions

2.6.1.1

combustion reference conditions

specified conditions of pressure and temperature at which natural gas is notionally (see note) burned

NOTE “Notionally” has the meaning in this context of speculative or imaginary. Since ISO 6976^[22] refers to calculation of calorific value from composition, the metering and combustion temperatures refer to those which would exist if combustion calorimeter had been used instead.

2.6.1.2

metering reference conditions

specified conditions of pressure and temperature at which the amount of natural gas to be burned is notionally (see note in 2.6.1.1) determined

NOTE 1 There is no *a priori* reason for these conditions to be the same as the combustion reference conditions.

NOTE 2 See ISO 6976^[22].

2.6.1.3

normal reference conditions

reference conditions of pressure, temperature and humidity (state of saturation) equal to: 101,325 kPa and 273,15 K for a dry, real gas

2.6.1.4

standard reference conditions

reference conditions of pressure, temperature and humidity (state of saturation) equal to: 101,325 kPa and 288,15 K for a dry, real gas

NOTE 1 Good practice requires that the reference conditions be incorporated as part of the symbol, and not of the unit, for the physical quantity represented.

EXAMPLE

$\tilde{H}_S [p_{crc}, T_{crc}, V(p_{mrc}, T_{mrc})]$

where

- $\tilde{H}_S$ is the superior calorific value on volumetric basis;
- p_{crc} is the pressure of the combustion reference conditions;

2.6 Propriétés physiques et chimiques

2.6.1 Conditions de référence

2.6.1.1

conditions de référence de combustion

conditions spécifiées de pression et de température auxquelles le gaz naturel est théoriquement (voir note) brûlé

NOTE Le terme «théoriquement» utilisé dans le présent contexte a une connotation spéculative ou imaginaire. L'ISO 6976^[22] se rapportant au calcul du pouvoir calorifique à partir de la composition du gaz, les températures de mesure et de combustion sont celles qui existeraient en calorimétrie de combustion.

2.6.1.2

conditions de référence du mesurage

conditions spécifiées de pression et de température auxquelles la quantité de gaz naturel à brûler est théoriquement (voir note en 2.6.1.1) mesurée

NOTE 1 Il n'y a pas de raison *a priori* pour que ces conditions soient les mêmes que les conditions de référence de la combustion

NOTE 2 Voir l'ISO 6976^[22].

2.6.1.3

conditions normales de référence

conditions de référence de la pression, de la température et de l'humidité (état de saturation) égales à 101,325 kPa et 273,15 K pour un gaz réel sec

2.6.1.4

conditions standard de référence

conditions de référence de la pression, de la température et de l'humidité (état de saturation) égales à 101,325 kPa et 288,15 K pour un gaz réel sec

NOTE 1 La bonne pratique veut que les conditions de référence soient indiquées avec le symbole de la grandeur physique représentée et non pas avec l'unité de celle-ci.

EXEMPLE

$\tilde{H}_S [p_{crc}, T_{crc}, V(p_{mrc}, T_{mrc})]$

où

- $\tilde{H}_S$ est le pouvoir calorifique supérieur sur une base volumique;
- p_{crc} est la pression dans les conditions de référence de la combustion;

T_{crc} is the temperature of the combustion reference conditions;

$V(p_{\text{mrc}}, T_{\text{mrc}})$ is the volume at the temperature and the pressure of the metering reference conditions.

NOTE 2 Standard reference conditions are also referred to as metric standard conditions.

NOTE 3 The abbreviation s.t.p. (standard temperature and pressure) replaces the abbreviation N.T.P. (Normal Temperature and Pressure), as formerly used, and is defined as the condition of pressure and temperature equal to: 101,325 kPa and 288,15 K. No restriction is given on the state of saturation.

2.6.2 Behaviour of ideal and real gas

2.6.2.1

ideal gas

gas that obeys the ideal gas law

NOTE 1 The ideal gas law is given by:

$$p \cdot V_m = R \cdot T$$

where

p is the absolute pressure;

V_m is the molar volume;

R is the molar gas constant;

T is the thermodynamic temperature.

NOTE 2 No real gas obeys this law; for real gases the above equation should be rewritten as:

$$p \cdot V_m = Z(p, T) \cdot R \cdot T$$

where

$Z(p, T)$ is the compression factor.

2.6.2.2

compression factor

Z-factor

gas compressibility factor

quotient of the actual (real) volume of an arbitrary mass of gas, at a specified pressure and temperature, and the volume of the same gas, under the same conditions, as calculated from the ideal gas law

T_{crc} est la température dans les conditions de référence de la combustion;

$V(p_{\text{mrc}}, T_{\text{mrc}})$ est le volume à la température et à la pression dans les conditions de référence du mesurage.

NOTE 2 Les conditions standard de référence sont également appelées conditions standard métriques.

NOTE 3 L'abréviation tps (température et pression standard) remplace l'abréviation T.P.N. (température et pression normales) anciennement utilisée et se définit comme la condition où la pression et la température sont respectivement égales à 101,325 kPa et 288,15 K. Aucune restriction n'est donnée quant à l'état de saturation.

2.6.2 Comportement des gaz parfaits et réels

2.6.2.1

gaz parfait

gaz qui obéit à la loi des gaz parfaits

NOTE 1 La loi des gaz parfaits correspond à l'équation suivante:

$$p \cdot V_m = R \cdot T$$

où

p est la pression absolue;

V_m est le volume molaire;

R est la constante molaire du gaz;

T est la température thermodynamique.

NOTE 2 Aucun gaz réel n'obéit à cette loi et l'équation ci-dessus doit donc être réécrite comme suit:

$$p \cdot V_m = Z(p, T) \cdot R \cdot T$$

où

$Z(p, T)$ est le facteur de compressibilité.

2.6.2.2

facteur de compressibilité

facteur Z

facteur de compression

le facteur Z représente le quotient entre le volume réel d'une masse arbitraire de gaz aux conditions spécifiées de pression et de température et le volume du même gaz, dans les mêmes conditions, calculé d'après la loi des gaz parfaits

NOTE 1 The formula for the compression factor is as follows:

$$Z = \frac{V_m(\text{real})}{V_m(\text{ideal})}$$

where

$$V_m(\text{ideal}) = \frac{R \cdot T}{p}$$

Thus

$$Z(p, T, y) = \frac{p \cdot V_m(y)}{R \cdot T}$$

where

- p is the absolute pressure;
- T is the thermodynamic temperature;
- y is the set of parameters which uniquely characterizes the gas;
- V_m is the molar volume;
- R is the molar gas constant;
- Z is the compression factor.

In principle, y may be the complete molar composition (see ISO 12213-2^[36]) or a distinctive set of dependent physico-chemical properties (see ISO 12213-3^[37]).

NOTE 2 The compression factor is a dimensionless quantity usually close to unity near standard or normal reference conditions. Within the range of pressures and temperatures encountered in gas transmission, the compression factor can significantly differ from unity.

NOTE 3 The supercompressibility factor, f , is defined as the square root of the ratio of the compression factor at reference conditions to the compression factor of the same gas at the conditions of interest:

$$f = \sqrt{\frac{Z_b}{Z(p, T, y)}}$$

where Z_b is the compression factor at base conditions of pressure and temperature.

Base conditions are temperature and pressure conditions at which natural gas volumes are determined for the purpose of custody transfer. In natural gas measurements the properties of interest are temperature, pressure and composition. Assuming ideal gas properties, for simplicity, tables of pure compounds can be prepared for use in calculating gas properties for any composition at "base conditions". These "base conditions" are chosen near ambient.

NOTE 1 La formule du facteur de compressibilité est la suivante:

$$Z = \frac{V_m(\text{réel})}{V_m(\text{idéal})}$$

où

$$V_m(\text{idéal}) = \frac{R \cdot T}{p}$$

Ainsi

$$Z(p, T, y) = \frac{p \cdot V_m(y)}{R \cdot T}$$

où

- p est la pression absolue;
- T est la température thermodynamique;
- y est une série de paramètres qui caractérisent le gaz de façon unique;
- V_m est le volume molaire;
- R est la constante molaire des gaz;
- Z est le facteur de compressibilité.

En principe y peut être soit la composition molaire complète (ISO 12213-2^[36]), soit une série distinctive de propriétés physico-chimiques dépendantes (ISO 12213-3^[37]).

NOTE 2 Le facteur de compressibilité est une grandeur sans dimension généralement proche de l'unité au voisinage des conditions de référence normales ou standard. Dans la plage des pressions et des températures rencontrées pendant le transport du gaz, le facteur de compressibilité peut notablement différer de l'unité.

NOTE 3 Le facteur de surcompressibilité, f , se définit comme la racine carrée du rapport du facteur de compressibilité aux conditions de référence au facteur de compressibilité du même gaz aux conditions considérées.

$$f = \sqrt{\frac{Z_b}{Z(p, T, y)}}$$

où Z_b est le facteur de compressibilité aux conditions de référence de pression et de température.

Les conditions de bases sont les conditions de pression et de température dans lesquelles sont déterminés les volumes de gaz naturel aux fins de cession à l'abonné. Pour le gaz naturel, les propriétés intéressantes sont la température, la pression et la composition. Dans l'hypothèse de propriétés de gaz parfaits, il est possible, pour plus de simplicité, de préparer des tables de composés purs utilisables

In the IGU Dictionary of the Gas Industry the supercompressibility factor is defined as:

$$f = \frac{1}{\sqrt{Z(p,T,y)}}$$

The supercompressibility factor is used with measurements made by flow instruments. The volume obtained with a flowmeter should be multiplied by “f” to obtain the corrected volume.

The compression factor is used with measurements made by displacement methods. In this case the volume should be multiplied by “1/Z” to obtain the correct volume.

2.6.3 Density

2.6.3.1 density

mass of gas divided by its volume at specified conditions of pressure and temperature

NOTE In a mathematical representation the density is given by:

$$\rho(p,T) = \frac{m}{V(p,T)}$$

2.6.3.2 relative density

quotient of the mass of a gas, contained within an arbitrary volume, and the mass of dry air of standard composition (defined in ISO 6976[22]) which would be contained in the same volume at the same reference conditions

NOTE 1 An equivalent definition is given by the ratio of the density of the gas ρ_g to the density of dry air of standard composition ρ_a at the same reference conditions.

$$d = \frac{\rho_g(p_{src},T_{src})}{\rho_a(p_{src},T_{src})}$$

where

d	is the relative density;
p_{src}	is the pressure at standard reference conditions;
T_{src}	is the temperature at standard reference conditions;

pour calculer les propriétés de gaz de toutes compositions aux «conditions de base». Ces «conditions de base» sont choisies voisines des conditions ambiantes.

Dans le Dictionnaire de l'Union internationale de l'industrie du gaz (UIIG), le facteur de surcompressibilité se définit sous la forme suivante:

$$f = \frac{1}{\sqrt{Z(p,T,y)}}$$

Le facteur de surcompressibilité s'utilise pour les mesures avec débitmètre. Il faut multiplier le volume obtenu avec le débitmètre par «f» pour obtenir le volume corrigé.

Le facteur de compressibilité s'utilise pour les mesures par des méthodes volumétriques. Dans ce cas, le volume obtenu doit être multiplié par «1/Z» pour obtenir le volume correct.

2.6.3 Masse volumique et densité

2.6.3.1 masse volumique

quotient de la masse du gaz par le volume de celui-ci dans les conditions spécifiées de pression et de température

NOTE La masse volumique se représente sous forme mathématique par l'équation suivante:

$$\rho(p,T) = \frac{m}{V(p,T)}$$

2.6.3.2 densité relative

quotient de la masse d'un gaz contenue dans un volume arbitraire par la masse d'air sec de composition normale (voir ISO 6976[22]) qui serait contenue dans le même volume aux mêmes conditions de référence

NOTE 1 Définition équivalente: Rapport de la masse volumique du gaz, ρ_g , à la masse volumique d'air sec de composition normale, ρ_a , dans les mêmes conditions de référence.

$$d = \frac{\rho_g(p_{src},T_{src})}{\rho_a(p_{src},T_{src})}$$

où

d	est la densité relative;
p_{src}	est la pression aux conditions standard de référence;
T_{src}	est la température aux conditions standard de référence;

$\rho(p_{src}, T_{src})$ is the density at the standard reference conditions of temperature and the pressure.

NOTE 2 Density can be expressed in terms of the real gas law:

$$\rho = \frac{M \cdot p}{Z \cdot R \cdot T}$$

With this relation the relative density, when both gas and air are considered as real fluids, becomes:

$$d = \frac{\frac{M_g \cdot p_{src}}{Z_g(p_{src}, T_{src}) \cdot T_{src}}}{\frac{M_a \cdot p_{src}}{Z_a(p_{src}, T_{src}) \cdot R \cdot T_{src}}} = \frac{M_g \cdot Z_a(p_{src}, T_{src})}{M_a \cdot Z_g(p_{src}, T_{src})}$$

For ideal gas behaviour of the gases, when both gas and air are considered as fluids which obey the ideal gas law, the relative density becomes:

$$d = \frac{M_g}{M_a}$$

NOTE 3 In former times, the above ratio M_g/M_a was called the specific gravity of a gas, which has the same value as the relative density if ideal behaviour of the gases is assumed. The term relative density should now replace the term specific gravity.

2.6.4 Combustion properties

2.6.4.1

superior calorific value

energy released as heat by the complete combustion in air of a specified quantity of gas, in such a way that the pressure p_1 at which the reaction takes place remains constant, and all the products of combustion are returned to the same specified temperature T_1 as that of the reactants, all of these products being in the gaseous state except for water formed by combustion, which is condensed to the liquid state at T_1

NOTE 1 Where the quantity of gas is specified on a molar basis, the calorific value, expressed in MJ/mol, is designated as:

$$\bar{H}_S(p_1, T_1)$$

On a mass basis the calorific value, expressed in MJ/kg, is designated as:

$$\hat{H}_S(p_1, T_1)$$

$\rho(p_{src}, T_{src})$ est la masse volumique aux conditions standard de référence de température et de pression.

NOTE 2 La masse volumique peut être définie en termes de loi des gaz réels:

$$\rho = \frac{M \cdot p}{Z \cdot R \cdot T}$$

Dans ce cas, si l'air et le gaz sont considérés comme des gaz réels, la densité relative devient:

$$d = \frac{\frac{M_g \cdot p_{src}}{Z_g(p_{src}, T_{src}) \cdot T_{src}}}{\frac{M_a \cdot p_{src}}{Z_a(p_{src}, T_{src}) \cdot R \cdot T_{src}}} = \frac{M_g \cdot Z_a(p_{src}, T_{src})}{M_a \cdot Z_g(p_{src}, T_{src})}$$

En revanche, en cas de comportement des gaz comme des gaz parfaits, si l'air et le gaz sont considérés comme obéissant à la loi des gaz parfaits, la densité relative devient:

$$d = \frac{M_g}{M_a}$$

NOTE 3 [Ne s'applique qu'à l'anglais].

2.6.4 Propriétés de combustion

2.6.4.1

pouvoir calorifique supérieur

quantité d'énergie libérée sous forme de chaleur par la combustion complète dans l'air d'une quantité spécifiée de gaz, de telle manière que la pression, p_1 , à laquelle se produit la réaction demeure constante et que tous les produits de combustion soient ramenés à la même température spécifiée, T_1 , que les réactifs, tous les produits se trouvant à l'état gazeux à l'exception de l'eau formée par la combustion qui est condensée à l'état liquide à T_1

NOTE 1 Lorsque la quantité de gaz est exprimée en termes de moles, le pouvoir calorifique supérieur, exprimé en MJ/mol, est désigné comme étant

$$\bar{H}_S(p_1, T_1)$$

Lorsque la quantité de gaz est exprimée en termes de masse, le pouvoir calorifique supérieur, exprimé en MJ/kg, est désigné comme étant

$$\hat{H}_S(p_1, T_1)$$

Where the quantity of gas is specified on a volumetric basis, the calorific value, expressed in MJ/m³ is designated as:

$$\tilde{H}_S [p_1, T_1, V(p_2, T_2)]$$

where T_2 and p_2 are the gas volume (metering) reference conditions.

NOTE 2 The terms gross, higher, upper and total calorific value, or heating value, are synonymous with superior calorific value.

2.6.4.2

inferior calorific value

energy released as heat by the complete combustion in air of a specified quantity of gas, in such a way that the pressure p_1 at which the reaction takes place remains constant, and all the products of combustion are returned to the same specified temperature T_1 as that of the reactants, all of these products being in the gaseous state

NOTE 1 Superior calorific value differs from inferior calorific value by the heat of condensation of water formed by combustion.

NOTE 2 Where the quantity of gas is specified on a molar basis, the calorific value, expressed in MJ/mol, is designated as:

$$\bar{H}_I (p_1, T_1)$$

On a mass basis the calorific value, expressed in MJ/kg, is designated as:

$$\hat{H}_I (p_1, T_1)$$

Where the quantity of gas is specified on a volumetric basis, the calorific value, expressed in MJ/m³, is designated as:

$$\tilde{H}_I [p_1, T_1, V(p_2, T_2)]$$

where T_2 and p_2 are the gas volume (metering) reference conditions.

NOTE 3 The terms net and lower calorific value, or heating value, are synonymous with inferior calorific value.

NOTE 4 Superior and inferior calorific values can also be stated as dry or wet (denoted by the subscript "w") depending on the water vapour content of the gas prior to combustion.

The effects of water vapour on the calorific values, either directly measured or calculated, are described in annex F of ISO 6976:1995[22].

NOTE 5 Normally the calorific value is expressed as the superior, dry value specified on a volumetric basis under standard reference conditions.

Lorsque la quantité de gaz est exprimée en termes de volume, le pouvoir calorifique supérieur, exprimé en MJ/m³, est désigné comme étant

$$\tilde{H}_S [p_1, T_1, V(p_2, T_2)]$$

où T_2 et p_2 sont les conditions de référence (de mesurage) du volume de gaz.

NOTE 2 L'anglais dispose de plusieurs termes pour désigner le pouvoir calorifique supérieur.

2.6.4.2

pouvoir calorifique inférieur

quantité d'énergie libérée sous forme de chaleur par la combustion complète dans l'air d'une quantité spécifiée de gaz de telle manière que la pression, p_1 , à laquelle se produit la réaction demeure constante et que tous les produits de combustion soient ramenés à la même température spécifiée, T_1 , que les réactifs, tous les produits se trouvant à l'état gazeux

NOTE 1 Le pouvoir calorifique supérieur diffère du pouvoir calorifique inférieur de par la chaleur de condensation de l'eau formée par combustion.

NOTE 2 Lorsque la quantité de gaz est exprimée en termes de moles, le pouvoir calorifique inférieur, exprimé en MJ/mol, est désigné comme étant

$$\bar{H}_I (p_1, T_1)$$

Lorsque la quantité de gaz est exprimée en termes de masse, le pouvoir calorifique inférieur, exprimé en MJ/kg, est désigné comme étant

$$\hat{H}_I (p_1, T_1)$$

Lorsque la quantité de gaz est exprimée en termes de volume, le pouvoir calorifique inférieur, exprimé en MJ/m³, est désigné comme étant

$$\tilde{H}_I [p_1, T_1, V(p_2, T_2)]$$

où T_2 et p_2 sont les conditions de référence (de mesurage) du volume de gaz.

NOTE 3 L'anglais dispose de plusieurs termes pour désigner le pouvoir calorifique inférieur.

NOTE 4 Les pouvoirs calorifiques supérieur et inférieur peuvent également être indiqués pour le gaz à l'état sec ou humide (emploi du suffixe «w») en fonction de la teneur en vapeur d'eau contenue dans le gaz avant la combustion.

Les effets de la vapeur d'eau sur le pouvoir calorifique, qu'ils soient mesurés directement ou calculés, sont décrits dans l'annexe F de l'ISO 6976:1995[22].

NOTE 5 Normalement le pouvoir calorifique indiqué est le pouvoir calorifique supérieur, à l'état sec, sur une base volumique, dans les conditions standard de référence.

2.6.4.3

enthalpy of transition

enthalpy of transformation

amount of heat released accompanying the transition of a substance from one state to another

NOTE By convention, positive heat release is numerically equal to an increment of negative enthalpy (for a heat-releasing transition, $\Delta H < 0$). The quantities, *enthalpy of combustion* and *enthalpy of vaporization*, should have meanings that are evident. The term *enthalpic correction* refers to the (molar) difference in enthalpy for the transition of a gas from an ideal state to a real state.

2.6.4.4

Wobbe-index

calorific value, on a volumetric basis, at specified reference conditions, divided by the square root of the relative density at the same specified metering reference conditions

NOTE 1 The Wobbe index is specified as superior (denoted by the subscript "S") or inferior (denoted by the subscript "I"), depending on the calorific value, and as dry or wet (denoted by the subscript "w") depending on the calorific value and the corresponding density.

NOTE 2 The Wobbe index is a measure of heat input to gas appliances derived from the orifice flow equation. Heat input for different natural gas compositions is the same if they have the same Wobbe index, and operate under the same gas pressure (see ISO 6976^[22]).

2.6.5 Dew points

2.6.5.1 Water dew point

2.6.5.1.1

water dew point

temperature above which no condensation of water occurs at a specified pressure

NOTE For any pressure lower than the specified pressure there is no condensation at this dew point temperature.

2.6.5.1.2

water content

mass concentration of the total amount of water contained in a gas

NOTE 1 Water content is expressed in grams per cubic metre.

NOTE 2 For raw gas, this means water in the forms of both liquid and vapour, but for pipeline gas this means only water vapour.

2.6.4.3

enthalpie de transition

enthalpie de transformation

quantité de chaleur dégagée lors de la transition d'une substance d'un état à un autre

NOTE Par convention, un dégagement de chaleur positif est numériquement égal à un incrément d'enthalpie négative (pour une transition dégageant de la chaleur, $\Delta H < 0$). Les grandeurs *enthalpie de combustion* et *enthalpie de vaporisation* devraient se comprendre d'elles-mêmes. Le terme *correction d'enthalpie* se rapporte à la différence (molaire) d'enthalpie pour la transition d'un gaz entre les états parfait et réel.

2.6.4.4

indice de Wobbe

quotient, sur une base volumique aux conditions de référence spécifiées, du pouvoir calorifique par la racine carrée de la densité relative dans les mêmes conditions spécifiées de référence de mesurage

NOTE 1 L'indice de Wobbe indiqué peut être l'indice supérieur (suffixe «S») ou l'indice inférieur (suffixe «I») selon le pouvoir calorifique considéré, et l'indice à l'état sec ou à l'état humide (indice «w») selon le pouvoir calorifique et la masse volumique correspondante.

NOTE 2 L'indice de Wobbe est la mesure de la quantité de chaleur alimentant les appareils à gaz, dérivée de l'équation du débit au niveau de l'orifice d'entrée. Des gaz naturels de composition différente mais ayant le même indice de Wobbe et les mêmes conditions de pression auront le même apport calorifique (voir ISO 6976^[22]).

2.6.5 Points de rosée

2.6.5.1 Point de rosée eau

2.6.5.1.1

point de rosée eau

température au-dessus de laquelle il ne se produit plus aucune condensation de l'eau à une pression spécifiée

NOTE À cette température de point de rosée, il ne se produit pas de condensation de l'eau quelle que soit la pression en dessous de la pression spécifiée.

2.6.5.1.2

teneur en eau

concentration en masse de la quantité totale de l'eau contenue dans un gaz

NOTE 1 La teneur en eau est exprimée en grammes par mètre cube.

NOTE 2 Pour un gaz brut, l'eau est considérée sous forme de liquide ou de vapeur, mais pour un gaz de qualité transport, l'eau n'est considérée que sous forme de vapeur.

2.6.5.2 Hydrocarbon dew point

2.6.5.2.1

hydrocarbon dew point

temperature above which no condensation of hydrocarbons occurs at a specified pressure

NOTE 1 At a given dew point temperature there is a pressure range within which retrograde condensation can occur. The cricondenthem defines the maximum temperature at which this condensation can occur.

NOTE 2 The dew point line is the locus of points for pressure and temperature which separates the single phase gas from the biphasic gas-liquid region.

2.6.5.2.2

retrograde condensation

phenomenon associated with the non-ideal behaviour of a hydrocarbon mixture in the critical region wherein, at constant temperature, the vapour phase in contact with the liquid may be condensed by a decrease in pressure; or at constant pressure, the vapour is condensed by an increase in temperature

NOTE Retrograde condensation of natural gas is the formation of liquid when gas is heated or pressure is reduced.

2.6.5.2.3

potential hydrocarbon liquid content

amount of liquid potentially condensable per unit volume of gas at a given temperature and pressure

2.6.6 Other definitions

2.6.6.1

methane number

rating indicating the knocking characteristics of a fuel gas

NOTE It is comparable to the octane number for petrol. The methane number expresses the volume percentage of methane in a methane-hydrogen mixture which, in a test engine under standard conditions, has the same tendency to knock as the fuel gas to be examined.

2.6.5.2 Point de rosée hydrocarbures

2.6.5.2.1

point de rosée hydrocarbures

température au-dessus de laquelle il ne se produit plus aucune condensation des hydrocarbures à une pression spécifiée

NOTE 1 À une température donnée de point de rosée correspond une plage de pression à l'intérieur de laquelle une condensation rétrograde peut se produire. La température maximale à laquelle la condensation peut se produire s'appelle le cricondenthem.

NOTE 2 La courbe de rosée est le lieu des points de pression et de température qui sépare la région monophasique des gaz de celle biphasique des mélanges gaz-liquide.

2.6.5.2.2

condensation rétrograde

phénomène associé au comportement non idéal d'un mélange d'hydrocarbures dans la région critique, où, à température constante, une diminution de pression peut provoquer la condensation de la phase gazeuse en contact avec le liquide; ou, à pression constante, la phase gazeuse se condense lors d'une augmentation de température

NOTE La condensation rétrograde du gaz naturel donne une formation de liquide lorsque le gaz est chauffé ou lorsque la pression est diminuée.

2.6.5.2.3

teneur potentielle en hydrocarbures liquides

quantité de liquide potentiellement condensable par unité de volume de gaz dans des conditions données de température et de pression

2.6.6 Autres définitions

2.6.6.1

indice de méthane

valeur numérique caractérisant le pouvoir détonant d'un gaz combustible

NOTE L'indice de méthane est comparable à l'indice d'octane de l'essence. Il exprime le pourcentage en volume, dans un mélange méthane/hydrogène, du méthane qui, dans un moteur d'essai aux conditions standard, a la même tendance à détonner que le gaz combustible à examiner.

2.7 Interchangeability

2.7.1

interchangeability

measure of the degree to which combustion characteristics of one gas are compatible with those of another gas

NOTE Two gases are said to be interchangeable when one gas may be substituted for the other gas without interfering with the operation of gas-burning appliances or equipment.

2.7.2

family of gases

gas family

set of gases having common main constituents

2.7.3

group of gases

gas group

subset of a family of gases, categorized as having similar combustion characteristics with reference to limit gases and test pressures

2.7.4

reference gas

gas with which appliances operate under nominal conditions when supplied at the corresponding normal pressure

NOTE Nominal conditions are the conditions at which appliances have been optimized to give their best performance.

2.7.5

limit gas

gas representative of one of the extreme variations, in terms of the Wobbe Index, categorizing a group of gases

2.7.6

normal pressure

pressure at which appliances operate under nominal conditions when they are supplied with the corresponding reference gas

NOTE Nominal conditions are the conditions at which appliances have been optimized to give their best performance.

2.7.7

test pressure

pressure representative of a possible extreme pressure variation resulting from gas supply conditions of the appliance

2.7 Interchangeabilité

2.7.1

interchangeabilité

mesure du degré de compatibilité des caractéristiques de combustion de deux gaz

NOTE Deux gaz sont dits interchangeables quand l'un peut être substitué à l'autre sans perturber le fonctionnement de l'appareil ou de l'équipement brûlant ce gaz.

2.7.2

famille de gaz

ensemble de gaz ayant les mêmes constituants principaux en commun

2.7.3

groupe de gaz

sous-ensemble de gaz d'une même famille ayant des caractéristiques de combustion similaires, par rapport à des gaz limites et des pressions d'essai

2.7.4

gaz de référence

gaz avec lequel fonctionnent des appareils dans des conditions nominales lorsqu'ils sont alimentés à la pression normale correspondante

NOTE Les conditions nominales sont les conditions pour lesquelles des appareils ont été réglés pour donner leur meilleur rendement.

2.7.5

gaz limites

gaz représentatifs de l'une des variations extrêmes, en termes d'indice de Wobbe, caractérisant un groupe de gaz

2.7.6

pression normale

pression à laquelle un appareil fonctionne dans les conditions nominales lorsqu'il est alimenté par le gaz de référence correspondant

NOTE Les conditions nominales sont les conditions pour lesquelles des appareils ont été réglés pour donner leur meilleur rendement.

2.7.7

pressions d'essai

pressions représentatives des variations extrêmes possibles des conditions d'alimentation d'un appareil

2.7.8**flash back**

tendency for the flame to contract back towards the burner outlet port resulting in combustion taking place inside the burner

2.7.9**lifting**

expansion of the burning surface to the point where burning ceases at the burner outlet port and burns above it

2.7.10**yellow tipping**

incomplete combustion where excess hydrocarbons can possibly result in unacceptable levels of carbon monoxide being produced

NOTE This may result in soot deposition and continual deterioration of combustion.

2.8 Odorization**2.8.1****odorization**

addition of odorants, generally strongly offensive smelling organic sulfur compounds, to natural gas (normally odourless) to allow gas leaks to be recognized by smell at trace levels (before accumulating to dangerous concentrations in air)

2.8.2**odorant**

"strong" smelling organic chemical or combination of chemicals (e.g. sulfur compounds) added to fuel gases to impart a characteristic and distinctive (usually disagreeable) warning odour so as to be enable the detection of gas leaks by smell

2.8.3**odoriferous sulfur compound**

organic sulfur compound used for fuel gas odorization

NOTE Odoriferous sulfur compounds belong to one of the following classes of substances:

- alkyl sulfides (thioethers);
- cyclic sulfides (thioethers);
- alkane thiols (alkyl mercaptans).

2.7.8**retour de flamme****prise de feu à l'injecteur**

tendance de la flamme à se contracter au niveau de l'orifice du brûleur, entraînant une combustion à l'intérieur de celui-ci

2.7.9**décollement de la flamme**

dilatation de la surface de chauffe, entraînant l'arrêt de la combustion au niveau de l'orifice du brûleur et sa reprise au-dessus de celui-ci

2.7.10**pointe jaune**

combustion incomplète au cours de laquelle un excès d'hydrocarbures peut produire des niveaux inacceptables de monoxyde de carbone

NOTE Ce phénomène peut entraîner des dépôts de suie et une détérioration continue de la combustion.

2.8 Odorisation**2.8.1****odorisation**

ajout d'odorants, normalement des composés organiques soufrés à odeur fortement désagréable, au gaz naturel (normalement inodore) pour permettre de détecter à l'odeur des fuites de gaz à très faible concentration (avant l'accumulation d'une concentration dangereuse de gaz dans l'air)

2.8.2**odorant**

substance ou combinaison de substances organiques d'odeur intense (par exemple des composés soufrés) ajoutée à des gaz combustibles pour leur donner une odeur caractéristique et distinctive (généralement désagréable) permettant de détecter les fuites à l'odeur

2.8.3**composés soufrés odoriférants**

composés organiques soufrés utilisés pour l'odorisation des gaz combustibles

NOTE Les composés soufrés odoriférants appartiennent à l'une des classes suivantes de substances:

- sulfures d'alkyle (thioéthers);
- sulfures cycliques (thioéthers);
- thioalcane (alkylmercaptans).

2.8.4
tetrahydrothiophene
THT

cyclic organic sulfur compound with one sulfur atom incorporated in the hydrocarbon ring (C_4H_8S) and often used for natural gas odorization

2.8.4
tétrahydrothiophène
THT

composé organique soufré cyclique à un atome de soufre incorporé dans la chaîne hydrocarbonée (C_4H_8S); il est souvent utilisé pour odoriser le gaz naturel

Annexe A
(informative)

Subscripts, symbols and units

A.1 Symbols and subscripts

A.1.1 Symbols

a, b, c, d	polynomial coefficients	
b	gas law deviation coefficient ($b = 1-Z$)	
$\sqrt{b}$	summation factor	
d	relative density	1
f	supercompressibility factor	
$\bar{H}$	molar basis calorific value	MJ/mol
$\hat{H}$	mass basis calorific value	MJ/kg
$\tilde{H}$	volumetric basis calorific value	MJ/m ³
h	molar enthalpy	J/mol
K	relative response factor	1
k	number of components detected in the chromatogram	
L	molar enthalpy of vaporization of water	kJ/mol
M	mass per mole	kg/kmol
p	(absolute) pressure	kPa
R	gas constant (8,314 510)	J/(K·mol)
$R_{A,B}$	chromatographic resolution between peaks for components A and B	
R_f	chromatographic response factor	counts
r	repeatability	
s	standard deviation	
T	thermodynamic (absolute) temperature	K
t	Celsius temperature	°C
t	t -statistic	
$t_R(A), t_R(B)$	chromatographic retention time for components A and B	min
V	volume	m ³
V_m	molar volume	m ³ /kmol
W	Wobbe index	MJ/m ³

$w(A), w(B)$	chromatographic peak widths at baseline for components A and B	min
x	mole fraction or normalized mole fraction	1
x^*	non-normalized mole fraction	1
y	volume fraction	1
Z	compressibility factor	
ρ	density	kg/m ³
ρ_m	molar density	kmol/m ³

A.1.2 Subscripts

A, B	components A and B
a	air
crc	combustion reference conditions
g	gas
I	inferior
i	component i
m	quantity per mole
mc	main and associated components
mrc	metering reference conditions
oc	other components
rc	reference component
S	superior
s	sample
src	standard reference conditions
tc	trace components
w	wet
wrm	working reference gas mixture (WRM)

A.2 Conversion factors for pressure, temperature, length and energy

A.2.1 Pressure

To convert from

$$\text{kPa} \quad \text{to} \quad \text{bar} \quad \Rightarrow \quad \text{bar} = \frac{\text{kPa}}{100}$$

$$\text{MPa} \quad \text{to} \quad \text{bar} \quad \Rightarrow \quad \text{bar} = \text{MPa} \cdot 10$$

$$\text{atm} \quad \text{to} \quad \text{bar} \quad \Rightarrow \quad 10 \text{ bar} = \text{atm} \cdot 1,013 \, 25$$

$$\text{psia} \quad \text{to} \quad \text{bar} \quad \Rightarrow \quad \text{bar} = \frac{\text{psia}}{14,503 \, 8}$$

$$\text{psig} \quad \text{to} \quad \text{bar} \quad \Rightarrow \quad \text{bar} = \frac{\text{psig} + 14,695 \, 9}{14,503 \, 8}$$

A.2.2 Temperature

To convert from

$$\text{K} \quad \text{to} \quad ^\circ\text{C} \quad \Rightarrow \quad ^\circ\text{C} = \text{K} - 273,15$$

$$^\circ\text{F} \quad \text{to} \quad ^\circ\text{C} \quad \Rightarrow \quad ^\circ\text{C} = \frac{^\circ\text{F} - 32}{1,8}$$

$$^\circ\text{R} \quad \text{to} \quad ^\circ\text{C} \quad \Rightarrow \quad ^\circ\text{C} = ^\circ\text{R} \cdot 1,8 - 273,15$$

A.2.3 Length

To convert from

$$\text{foot} \quad \text{to} \quad \text{m} \quad \Rightarrow \quad \text{m} = \text{foot} \cdot 0,304 \, 8$$

A.2.4 Energy

To convert from

$$\text{BTU} \quad \text{to} \quad \text{J} \quad \Rightarrow \quad \text{J} = \text{BTU} \cdot 1,055$$

A.3 List of abbreviations

ASTM	American Society for Testing and Materials
CEN	European Committee for International Standardization
IEC	International Electrotechnical Commission
IGU	International Gas Union
ISO	International Organization for Standardization
CD	Chemiluminescence detector
CNG	Compressed natural gas
CRM	Certified reference gas mixtures
ED	Electrochemical detector
FID	Flame ionization detector
FPD	Flame photometric detector
HWD	Hot wire detector
LDS	Local distribution system
LNG	Liquefied natural gas
LPG	Liquid petroleum gas
NG	Natural gas
RM	Reference material
PSM	Primary standard gas mixture
SNG	Substitute natural gas
TCD	Thermal conductivity detector
THT	Tetrahydrothiophene
VIM	<i>International vocabulary of basic and general terms in metrology</i> (see reference [45] of the Bibliography)
WRM	Working reference gas mixtures

Annexe A
(informative)

Indices, symboles et unités

A.1 Symboles et indices

A.1.1 Symboles

a, b, c, d	coefficients polynomiaux	
b	coefficient d'écart par rapport à la loi des gaz ($b = 1-Z$)	
$\sqrt{b}$	facteur de sommation	
d	densité relative	1
$t_R(A), t_R(B)$	temps de rétention chromatographiques pour les constituants A et B	min
f	facteur de surcompressibilité	
h	enthalpie molaire	J/mol
$\bar{H}$	pouvoir calorifique sur base molaire	kJ/mol
$\hat{H}$	pouvoir calorifique sur base massique	MJ/kg
$\tilde{H}$	pouvoir calorifique sur base volumique	MJ/m ³
K	facteur de réponse relatif	
k	nombre de constituants détectés dans le chromatogramme	
L	enthalpie molaire de vaporisation de l'eau	kJ/mol
M	masse par mole	kg/kmol
p	pression (absolue)	kPa
R	constante des gaz (8,314 510)	J/(K·mol)
$R_{A,B}$	résolution chromatographique entre les pics des constituants A et B	
R_f	facteur de réponse chromatographique	nombre d'impulsions
r	répétabilité	
s	écart-type	
t	température Celsius	°C
t	coefficient de Student (statistique)	
T	température thermodynamique (absolue)	K
V	volume	m ³
V_m	volume molaire	m ³ /kmol
W	indice de Wobbe	MJ/m ³

$w(A), w(B)$	largeur des pics chromatographiques à leur ligne de base pour les constituants A et B	min
x	fraction molaire ou fraction molaire normalisée	1
x^*	fraction molaire non normalisée	1
y	fraction volumique	1
Z	facteur de compressibilité	
ρ	masse volumique	kg/m ³
ρ_m	densité molaire	kmol/m ³

A.1.2 Indices

A, B	constituants A et B
a	air
crc	conditions de référence de combustion
g	gaz
I	inférieur
i	constituant i
m	quantité par mole
mc	constituants principaux et constituants associés
mrc	conditions de référence de mesurage
oc	autres constituants
rc	constituant de référence
S	supérieur
s	échantillon
src	conditions de référence standard
tc	constituants à l'état de trace
w	humide
wrm	mélange de gaz étalon de travail

A.2 Facteurs de conversion de la pression, de la température, de la longueur et de l'énergie

Pression

Pour convertir de

kPa en bar $\Rightarrow \text{bar} = \frac{\text{kPa}}{100}$

MPa en bar $\Rightarrow \text{bar} = \text{MPa} \cdot 10$

atm en bar $\Rightarrow 10 \text{ bar} = \text{atm} \cdot 1,013\,25$

psia en bar $\Rightarrow \text{bar} = \frac{\text{psia}}{14,503\,8}$

psig en bar $\Rightarrow \text{bar} = \frac{\text{psig} + 14,695\,9}{14,503\,8}$

Température

Pour convertir de

K en °C $\Rightarrow \text{°C} = \text{K} - 273,15$

°F en °C $\Rightarrow \text{°C} = \frac{\text{°F} - 32}{1,8}$

°R en °C $\Rightarrow \text{°C} = \text{°R} \cdot 1,8 - 273,15$

Longueur

Pour convertir de

foot en m $\Rightarrow \text{m} = \text{foot} \cdot 0,304\,8$

Énergie

Pour convertir de

BTU en J $\Rightarrow \text{J} = \text{BTU} \cdot 1,055$

A.3 Liste des abréviations

ASTM	American Society for Testing and Materials
CEI	Commission électrotechnique internationale
CEN	Comité européen de normalisation
FID	Détecteur à ionisation de flamme
FPD	Détecteur à photométrie de flamme
GNC	Gaz naturel comprimé
GNL	Gaz naturel liquéfié
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
HWD	Détecteur à fil chaud
ISO	Organisation internationale de normalisation
MRC	Matériau de référence certifié
TCD	Détecteur à conductivité thermique
THT	Tétrahydrothiophène
UIIG	Union Internationale de l'industrie du gaz
VIM	<i>Vocabulaire international de base et termes généraux en métrologie</i> (voir référence [45] de la bibliographie)

Bibliography

- [1] ISO 3534-1, *Statistics — Vocabulary and symbols — Part 1: Probability and general statistical terms*
- [2] ISO 4260, *Petroleum products and hydrocarbons — Determination of sulfur content — Wickbold combustion method*
- [3] ISO 6142, *Gas analysis — Preparation of calibration gas mixtures — Gravimetric methods*
- [4] ISO 6143, *Gas analysis — Comparison methods for determining the composition of calibration gas mixtures*
- [5] ISO 6326-1, *Natural gas — Determination of sulfur compounds — Part 1: General introduction*
- [6] ISO 6326-2, *Gas analysis — Determination of sulfur compounds in natural gas — Part 2: Gas chromatographic method using an electrochemical detector for the determination of odoriferous sulphur compounds*
- [7] ISO 6326-3, *Natural gas — Determination of sulfur compounds — Part 3: Determination of hydrogen sulfide, mercaptan sulfur and carbonyl sulfide sulfur by potentiometry*
- [8] ISO 6326-4, *Natural gas — Determination of sulfur compounds — Part 4: Gas chromatographic method using a flame photometric detector for the determination of hydrogen sulfide, carbonyl sulfide and other sulfur-containing odorants*
- [9] ISO 6326-5, *Natural gas — Determination of sulfur compounds — Part 5: Lingener combustion method*
- [10] ISO 6327, *Gas analysis — Determination of the water dew point of natural gas — Cooled surface condensation hygrometers*
- [11] ISO 6568, *Natural gas — Simple analysis by gas chromatography*
- [12] ISO 6570-1, *Natural gas — Determination of potential hydrocarbon liquid content — Part 1: Principles and general requirements*
- [13] ISO 6570-2, *Natural gas — Determination of potential hydrocarbon liquid content — Part 2: Weighing method*
- [14] ISO 6570-3:1984³⁾, *Natural gas — Determination of potential hydrocarbon liquid content — Part 3: Volumetric method*
- [15] ISO 6974-1, *Natural gas — Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography — Part 1: Guidelines for tailored analysis*
- [16] ISO 6974-2, *Natural gas — Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography — Part 2: Measuring-system characteristics and statistics for processing of data*
- [17] ISO 6974-3, *Natural gas — Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography — Part 3: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and hydrocarbons up to C₈ using two packed columns*

3) Withdrawn.

- [18] ISO 6974-4, *Natural gas — Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography — Part 4: Determination of nitrogen, carbon dioxide and C₁ to C₅ and C₆₊ hydrocarbons for a laboratory and on-line measuring system using two columns*
- [19] ISO 6974-5, *Natural gas — Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography — Part 5: Determination of nitrogen, carbon dioxide and C₁ to C₅ and C₆₊ hydrocarbons for a laboratory and on-line process application using three columns*
- [20] ISO 6974-6:—⁴⁾, *Natural Gas — Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography — Part 6: Determination of hydrogen, helium, oxygen, nitrogen, carbon dioxide and hydrocarbons up to C₈ using three capillary columns*
- [21] ISO 6975, *Natural gas — Extended analysis — Gas chromatographic method*
- [22] ISO 6976:1995, *Natural gas — Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition*
- [23] ISO 6978-1:—⁵⁾, *Natural gas — Determination of mercury — Part 1: Principles and general requirements*
- [24] ISO 6978-2:—⁵⁾, *Natural gas — Determination of mercury — Part 2: Sampling of mercury by chemisorption on iodine*
- [25] ISO 6978-3:—⁵⁾, *Natural gas — Determination of mercury — Part 3: Sampling of mercury by amalgamation on gold/platinum alloy*
- [26] ISO 7504:—⁶⁾, *Gas analysis — Vocabulary*
- [27] ISO 10101-1, *Natural gas — Determination of water by the Karl Fischer method — Part 1: Introduction*
- [28] ISO 10101-2, *Natural gas — Determination of water by the Karl Fischer method — Part 2: Titration procedure*
- [29] ISO 10101-3, *Natural gas — Determination of water by the Karl Fischer method — Part 3: Coulometric procedure*
- [30] ISO 10241, *International terminology standards — Preparation and layout*
- [31] ISO 10715, *Natural gas — Sampling guidelines*
- [32] ISO 10723, *Natural gas — Performance evaluation for on-line analytical system*
- [33] ISO 11095, *Linear calibration using reference materials*
- [34] ISO 11541, *Natural gas — Determination of water content at high pressure*
- [35] ISO 12213-1, *Natural gas — Calculation of compression factor — Part 1: Introduction and guidelines*
- [36] ISO 12213-2, *Natural gas — Calculation of compression factor — Part 2: Calculation using a molar-composition analysis*
- [37] ISO 12213-3, *Natural gas — Calculation of compression factor — Part 3: Calculation using physical properties*

4) To be published.

5) To be published. (Revision of ISO 6978:1992)

6) To be published. (Revision of ISO 7504:1984)

- [38] ISO 13443, *Natural gas — Standard reference conditions*
- [39] ISO 13686, *Natural gas — Quality designation*
- [40] ISO 13734, *Natural gas — Organic sulfur compounds used as odorants — Requirements and test methods*
- [41] ISO 14111, *Natural gas — Guidelines for traceability in analysis*
- [42] ISO 15403, *Natural gas — Designation of the quality of natural gas for use as a compressed fuel for vehicles*
- [43] ISO Guide 30, *Terms and definitions used in connection with reference materials*
- [44] *Guide to the expression of uncertainty in measurement (GUM)*. BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP, OIML, 1st ed., corrected and reprinted in 1995
- [45] *International vocabulary of basic and general terms in metrology (VIM)*. BIPM, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP, OIML, 2nd ed., 1993
- [46] ASTM D 4150-00, *Standard Terminology Relating to Gaseous Fuels*

Bibliographie

- [1] ISO 3534-1, *Statistique — Vocabulaire et symboles — Partie 1: Probabilité et termes statistiques généraux*
- [2] ISO 4260, *Produits pétroliers et hydrocarbures — Dosage du soufre — Méthode de combustion Wickbold*
- [3] ISO 6142, *Analyse des gaz — Préparation des mélanges de gaz pour étalonnage — Méthode gravimétrique*
- [4] ISO 6143, *Analyse des gaz — Méthodes comparatives pour la détermination et la vérification de la composition de mélanges de gaz pour étalonnage*
- [5] ISO 6326-1, *Gaz naturel — Détermination des composés soufrés — Partie 1: Introduction générale*
- [6] ISO 6326-2, *Analyse des gaz — Détermination des composés soufrés dans le gaz naturel — Partie 2: Méthode par chromatographie en phase gazeuse avec détecteur électrochimique pour la détermination des composés soufrés odorants*
- [7] ISO 6326-3, *Gaz naturel — Détermination des composés soufrés — Partie 3: Détermination du sulfure d'hydrogène, des thiols et du sulfure de carbonyle par potentiométrie*
- [8] ISO 6326-4, *Gaz naturel — Détermination des composés soufrés — Partie 4: Détermination du sulfure d'hydrogène, du sulfure de carbonyle et des composés soufrés malodorants par chromatographie en phase gazeuse avec détecteur à photométrie de flamme*
- [9] ISO 6326-5, *Gaz naturel — Détermination des composés soufrés — Partie 5: Méthode de combustion Lingenier*
- [10] ISO 6327, *Analyse des gaz — Détermination du point de rosée des gaz naturels — Hygromètres à condensation à surface refroidie*
- [11] ISO 6568, *Gaz naturel — Analyse simple par chromatographie en phase gazeuse*
- [12] ISO 6570-1, *Gaz naturel — Détermination de la teneur en hydrocarbures liquides potentiels — Partie 1: Principes et prescriptions générales*
- [13] ISO 6570-2, *Gaz naturel — Détermination de la teneur en hydrocarbures liquides potentiels — Partie 2: Méthode par pesée*
- [14] ISO 6570-3:1984⁷⁾, *Gaz naturel — Détermination de la teneur en hydrocarbures liquides potentiels — Partie 3: Méthode volumétrique*
- [15] ISO 6974-1, *Gaz naturel — Détermination de la composition avec une incertitude définie par chromatographie en phase gazeuse — Partie 1: Lignes directrices pour l'analyse spéciale*
- [16] ISO 6974-2, *Gaz naturel — Détermination de la composition avec une incertitude définie par chromatographie en phase gazeuse — Partie 2: Caractéristiques du système de mesure et statistiques pour le traitement des données*
- [17] ISO 6974-3, *Gaz naturel — Détermination de la composition avec une incertitude définie par chromatographie en phase gazeuse — Partie 3: Détermination de l'hydrogène, de l'hélium, de l'oxygène, de l'azote, du dioxyde de carbone et des hydrocarbures jusqu'à C₈ à l'aide de deux colonnes remplies*

7) Norme annulée.

- [18] ISO 6974-4, *Gaz naturel — Détermination de la composition avec une incertitude définie par chromatographie en phase gazeuse — Partie 4: Détermination de l'azote, du dioxyde de carbone et des hydrocarbures (C₁ à C₅ et C₆₊) pour un laboratoire et un système de mesure en continu*
- [19] ISO 6974-5, *Gaz naturel — Détermination de la composition avec une incertitude définie par chromatographie en phase gazeuse — Partie 5: Détermination de l'azote, du dioxyde de carbone et des hydrocarbures (C₁ à C₅ et C₆₊) pour l'application du processus en continu employant trois colonnes*
- [20] ISO 6974-6:—⁸⁾, *Gaz naturel — Détermination de la composition avec une incertitude définie par chromatographie en phase gazeuse — Partie 6: Détermination de l'hydrogène, de l'hélium, de l'oxygène, de l'azote, du dioxyde de carbone et des hydrocarbures jusqu'à C₈ en utilisant trois colonnes capillaires*
- [21] ISO 6975, *Gaz naturel — Analyse étendue — Méthode par chromatographie en phase gazeuse*
- [22] ISO 6976:1995, *Gaz naturel — Calcul du pouvoir calorifique, de la masse volumique, de la densité relative et de l'indice de Wobbe à partir de la composition*
- [23] ISO 6978-1:—⁹⁾, *Gaz naturel — Détermination de la teneur en mercure — Partie 1: Principes et exigences générales*
- [24] ISO 6978-2:—⁹⁾, *Gaz naturel — Détermination de la teneur en mercure — Partie 2: Échantillonnage de mercure par absorption sur iode*
- [25] ISO 6978-3:—⁹⁾, *Gaz naturel — Détermination de la teneur en mercure — Partie 3: Échantillonnage de mercure par amalgamation sur alliage or/platine*
- [26] ISO 7504:—¹⁰⁾, *Analyse des gaz — Vocabulaire*
- [27] ISO 10101-1, *Gaz naturel — Détermination de l'eau par la méthode de Karl Fischer — Partie 1: Introduction*
- [28] ISO 10101-2, *Gaz naturel — Détermination de l'eau par la méthode de Karl Fischer — Partie 2: Méthode titrimétrique*
- [29] ISO 10101-3, *Gaz naturel — Détermination de l'eau par la méthode de Karl Fischer — Partie 3: Méthode coulométrique*
- [30] ISO 10241, *Normes terminologiques internationales — Élaboration et présentation*
- [31] ISO 10715, *Gaz naturel — Lignes directrices pour l'échantillonnage*
- [32] ISO 10723, *Gaz naturel — Évaluation des performances des systèmes d'analyse en ligne*
- [33] ISO 11095, *Étalonnage linéaire utilisant des matériaux de référence*
- [34] ISO 11541, *Gaz naturel — Dosage de l'eau à haute pression*
- [35] ISO 12213-1, *Gaz naturel — Calcul du facteur de compression — Partie 1: Introduction et directives*
- [36] ISO 12213-2, *Gaz naturel — Calcul du facteur de compression — Partie 2: Calcul par analyse de la composition molaire*

8) À publier.

9) À publier. (Révision de l'ISO 6978:1992)

10) À publier. (Révision de l'ISO 7504:1984)

- [37] ISO 12213-3, *Gaz naturel — Calcul du facteur de compression — Partie 3: Calcul au moyen des caractéristiques physiques*
- [38] ISO 13443, *Gaz naturel — Conditions de référence standard*
- [39] ISO 13686, *Gaz naturel — Désignation de la qualité*
- [40] ISO 13734, *Gaz naturel — Composés organiques soufrés utilisés comme odorisants — Prescriptions et méthodes d'essai*
- [41] ISO 14111, *Gaz naturel — Lignes directrices pour la traçabilité en analyse*
- [42] ISO 15403, *Gaz naturel — Désignation de la qualité de gaz naturel pour usage comme carburant comprimé pour véhicules*
- [43] ISO Guide 30, *Termes et définitions utilisés en rapport avec les matériaux de référence*
- [44] *Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure (GUM)*. BIPM, CEI, FICC, ISO, OIML, UICPA, UIPPA, première édition, corrigée et réimprimée en 1995
- [45] *Vocabulaire international des termes fondamentaux et généraux de métrologie (VIM)*, BIPM, CEI, FICC, ISO, OIML, UICPA, UIPPA, deuxième édition 1993
- [46] ASTM D 4150-00, *Standard Terminology Relating to Gaseous Fuels*

Index

A

absolute measurement 2.2.1.1
absorption 2.2.2.6
absorption cell 2.4.13
accuracy of measurement 2.5.1.1
adsorption 2.2.2.7
aliquot part 2.2.2.9
alkane thiol 2.5.3.3.1
alkyl disulfide 2.5.3.3.3
alkyl mercaptan 2.5.3.3.1
alkyl sulfide 2.5.3.3.2
associated components 2.5.3.2.2
auxiliary gases 2.4.5

B

back-pressure regulator 2.3.3.4
bias 2.5.1.3
bracketing 2.5.2.5
bridge component 2.5.3.2.6
bypass line 2.3.2.9

C

calibration 2.5.2.2
calibration interval 2.5.2.3
carbonyl sulfide 2.5.3.3.4
carbonyl sulfide sulfur 2.5.3.3.5
carrier gas 2.4.4
CD 2.4.6
certified reference
 material 2.5.3.5.1.2
chemiluminescence detector 2.4.6
chromatographic
 resolution 2.5.3.4.6
CNG 2.1.1.12
combustion method 2.2.2.5
combustion reference
 conditions 2.6.1.1
compressed natural gas 2.1.1.12
compression factor 2.6.2.2
condenser 2.3.3.1
control chart 2.5.2.9
control gas 2.5.3.5.2.4
control method 2.5.2.9
COS 2.5.3.3.4
critical value 2.5.4.2
CRM 2.5.3.5.12
cyclic sulfide 2.5.3.3.6

D

delivery point 2.1.2.3
density 2.6.3.1
desorption 2.2.2.8

direct chromatographic
 measurement of
 components 2.5.3.1.6
direct measurement 2.2.1.2
direct sampling 2.3.1.1
drip pots 2.3.3.2
dry natural gas 2.1.1.9

E

ED 2.4.7
electrochemical detector 2.4.7
enthalpy of transformation 2.6.4.3
enthalpy of transition 2.6.4.3
etalon 2.5.3.5.1.5

F

family of gases 2.7.2
fast loop 2.3.2.8
feeding station 2.1.2.5
FID 2.4.8
flame ionization detector 2.4.8
flame photometric detector 2.4.1
flash back 2.7.8
floating piston cylinder 2.3.2.1
FPD 2.4.1

G

gas analysis 2.5.3.1.5
gas chromatograph 2.4.3
gas chromatographic
 method 2.2.2.1
gas composition 2.5.3.1.4
gas compressibility factor 2.6.2.2
gas family 2.7.2
gas group 2.7.3
gas quality 2.1.1.14
gas sorption effects 2.3.4.5
gas liquid separator 2.3.3.2
glycol 2.5.3.3.7
group of components 2.5.3.2.4
group of gases 2.7.3
group standard 2.5.3.5.1.6

H

heating device 2.3.3.5
high pressure natural gas 2.1.1.10
hot loop 2.3.2.8
hot wire detector 2.4.9
HWD 2.4.9
hydrocarbon dew point 2.6.5.2.1
hydrogen sulfide (H₂S) 2.5.3.3.8

I

ideal gas 2.6.2.1
incremental sampler 2.3.2.3
indirect chromatographic
 measurement of
 components 2.5.3.1.7
indirect measurement 2.2.1.3
indirect sampling 2.3.1.2
inferential measurement 2.2.1.4
inferior calorific value 2.6.4.2
injection point 2.1.2.4
in-line instrument 2.3.1.3
integrator 2.4.11
interchangeability 2.7.1
international measurement
 standard 2.5.3.5.1.9
introduction unit 2.4.2

L

lean gas 2.1.1.5
LDS 2.1.2.2
lifting 2.7.9
limit gases 2.7.5
liquefied natural gas 2.1.1.13
LNG 2.1.1.13
local distribution system 2.1.2.2
low pressure natural gas 2.1.1.11

M

main component 2.5.3.2.1
major components 2.5.3.2.1
manufactured gas 2.1.1.4
mass [molar]
 concentration 2.5.3.1.2
mass [volume] [mole]
 fractions 2.5.3.1.1
material measure 2.5.2.1
measurement reference
 system 2.5.3.5.1
measurement method for direct
 measurement of
 properties 2.2.1.5
measurement standard 2.5.3.5.1.5
measuring system 2.4.1
mercaptan 2.5.3.3.9
mercaptan sulfur 2.5.3.10
metering reference
 conditions 2.6.1.2
methane number 2.6.6.1
methanol 2.5.3.3.11
minor component 2.5.3.2.2
mole 2.5.3.1.3
multi-point calibration 2.5.2.6

N	
national measurement standard	2.5.3.5.1.10
natural gas	2.1.1.1
NG	2.1.1.1
normal pressure	2.7.6
normal reference conditions	2.6.1.3
normalization	2.5.3.4.5
O	
odorant	2.8.2
odoriferous sulfur compound	2.8.3
odorization	2.8.1
off-line instrument	2.3.1.5
on-line instrument	2.3.1.4
organic sulfur	2.5.3.3.12
other components	2.5.3.2.5
other constituents	2.5.3.2.5
outlet station	2.1.2.6
outlier	2.5.4.3
P	
photometry	2.4.12
pipeline grid	2.1.2.1
potential hydrocarbon liquid content	2.6.5.2.3
potentiometric method	2.2.2.2
potentiometric titration	2.2.2.3
precision	2.5.1.4
primary standard	2.5.3.5.1.7
primary standard gas mixture	2.5.3.5.2.1
proportional-flow incremental sampler	2.3.2.2
PSM	2.5.3.5.2.1
purging time	2.3.4.1
R	
raw gas	2.1.1.2
reducer	2.3.3.3
reference component	2.5.3.2.6
reference gas	2.7.4
reference material	2.5.3.5.1.1
reference measuring system	2.5.3.5.1.3
reference standard	2.5.3.5.1.11
regulator	2.3.3.3
relative density	2.6.3.2
relative measurement	2.2.1.6
relative response factor	2.5.3.4.3
repeatability limit	2.5.1.5
representative sample	2.3.4.2
reproducibility limit	2.5.1.6
residence time	2.3.4.3
response	2.5.3.4.1

response factor	2.5.3.4.2
response function	2.5.3.4.4
retrograde condensation	2.6.5.2.2
rich gas	2.1.1.6
RM	2.5.3.5.1.1
S	
sample container	2.3.2.4
sample line	2.3.2.5
sample probe	2.3.2.6
sampling point	2.3.4.4
secondary standard	2.5.3.5.1.8
secondary standard gas mixture	2.5.3.5.2.2
sequential <i>F</i> -test	2.5.4.1
series of standards	2.5.3.5.1.6
single-point-calibration	2.5.2.4
SNG	2.1.1.3
sour gas	2.1.1.8
spot sample	2.3.1.6
standard reference conditions	2.6.1.4
straggler	2.5.4.4
substitute natural gas	2.1.1.3
sulfide	2.5.3.3.13
superior calorific value	2.6.4.1
synthetic gas	2.1.1.4

T	
TCD	2.4.9
test pressure	2.7.7
tetrahydrothiophene	2.8.4
thermal conductivity detector	2.4.9
thioether	2.5.3.3.14, 2.5.3.3.2, 2.5.3.3.6
thiol	2.5.3.3.16
thiol (mercaptan) sulfur	2.5.3.3.15
THT	2.8.4
total sulfur	2.5.3.3.17
trace component	2.5.3.2.3
trace constituent	2.5.3.2.3
traceability	2.5.3.5.1.4
transfer line	2.3.2.7
transfer standard	2.5.3.5.1.13
transformation	2.5.2.7
trueness	2.5.1.2
turbidimetric titration	2.2.2.4

U	
uncertainty	2.5.1.7

V	
verification	2.5.2.8

W	
water content	2.6.5.1.2
water dew point	2.6.5.1.1
wet gas	2.1.1.7
Wobbe-index	2.6.4.4
working reference gas mixture	2.5.3.5.2.3
working standard	2.5.3.5.1.12
WRM	2.5.3.5.2.3
Y	
yellow tipping	2.7.10

Index

A

absorption 2.2.2.6
adsorption 2.2.2.7
alkylmercaptan 2.5.3.3.1
analyse des gaz 5.3.1.5
autre constituant 2.5.3.2.5

B

boucle en charge 2.3.2.8
boucle rapide 2.3.2.8

C

chaîne de mesure 2.4.1
chromatographe en phase gazeuse 2.4.3
composé de référence 2.5.3.2.6
composé pont 2.5.3.2.6
composés soufrés
odoriférants 2.8.3
composition du gaz 2.5.3.1.4
concentration massique [molaire] 2.5.3.1.2
condensation rétrograde 2.6.5.2.2
condenseur 2.3.3.1
conditions de référence de combustion 2.6.1.1
conditions de référence du mesurage 2.6.1.2
conditions normales de référence 2.6.1.3
conditions standard de référence 2.6.1.4
constituants associés 2.5.3.2.2
constituants en traces 2.5.3.2.3
constituants majeurs 2.5.3.2.1
constituants mineurs 2.5.3.2.2
constituants principaux 2.5.3.2.1
COS 2.5.3.3.4
cuve d'absorption 2.4.13
cylindre à piston flottant 2.3.2.1
cylindre échantillonneur 2.3.2.4

D

décollement de la flamme 2.7.9
densité relative 2.6.3.2
désorption 2.2.2.8
détecteur à chimiluminescence 2.4.6
détecteur à conductivité thermique 2.4.9
détecteur à filament chaud 2.4.9

détecteur à ionisation de flamme 2.4.8
détecteur à photométrie de flamme 2.4.10
détecteur électrochimique 2.4.7
détendeur 2.3.3.3
dispositif de chauffage 2.3.3.5
disulfure d'alkyle 2.5.3.3.3

E

échantillon représentatif 2.3.4.2
échantillon spot (ponctuel) 2.3.1.6
échantillonnage direct 2.3.1.1
échantillonnage indirect 2.3.1.2
échantillonneur par prélèvements élémentaires 2.3.2.3
échantillonneur par prélèvements élémentaires proportionnels au débit 2.3.2.2
effets de sorption du gaz 2.3.4.5
encadrement 2.5.2.5
enthalpie de transformation 2.6.4.3
enthalpie de transition 2.6.4.3
erreur de justesse 2.5.1.3
étalon 2.5.3.5.1.5
étalon de référence 2.5.3.5.1.11
étalon de transfert 2.5.3.5.1.13
étalon de travail 2.5.3.5.1.12
étalon international 2.5.3.5.1.9
étalon national 2.5.3.5.1.10
étalon primaire 2.5.3.5.1.7
étalon secondaire 2.5.3.5.1.8
étalonnage 2.5.2.2
étalonnage en un point 2.5.2.4
étalonnage multi-points 2.5.2.6
étalonnage simple 2.5.2.4
exactitude de mesurage 2.5.1.1

F

facteur de compressibilité 2.6.2.2
facteur de compression 2.6.2.2
facteur de réponse 2.5.3.4.2
facteur de réponse relatif 2.5.3.4.3
facteur Z 2.6.2.2
famille de gaz 2.7.2
FID 2.4.8
fidélité 2.5.1.4
fonction de réponse 2.5.3.4.4
FPD 2.4.10
fraction massique [volumique] [molaire] 2.5.3.1.1

G

gaz acide 2.1.1.8
gaz auxiliaire 2.4.5
gaz brut 2.1.1.2
gaz corrosif 2.1.1.8
gaz de contrôle 2.5.3.5.2.4
gaz de référence 2.7.4
gaz de synthèse 2.1.1.4
gaz humide 2.1.1.7
gaz limites 2.7.5
gaz manufacturé 2.1.1.4
gaz naturel 2.1.1.1
gaz naturel basse pression 2.1.1.11
gaz naturel comprimé 2.1.1.12
gaz naturel de substitution 2.1.1.3
gaz naturel haute pression 2.1.1.10
gaz naturel liquifié 2.1.1.13
gaz naturel sec 2.1.1.9
gaz parfait 2.6.2.1
gaz pauvre 2.1.1.5
gaz riche 2.1.1.6
gaz vecteur 2.4.4
graphe de contrôle 2.5.2.9
glycol 2.5.3.3.7
GNC 2.1.1.12
GNL 2.1.1.13
groupe de constituants 2.5.3.2.4
groupe de gaz 2.7.3

H

H₂S 2.5.3.3.8
HWD 2.4.9

I

incertitude 2.5.1.7
indice de méthane 2.6.6.1
indice de Wobbe 2.6.4.4
instrument en ligne 2.3.1.3, 2.3.1.4
instrument hors ligne 2.3.1.5
intégrateur 2.4.11
interchangeabilité 2.7.1
intervalle d'étalonnage 2.5.2.3

J

justesse 2.5.1.2

L

ligne de dérivation 2.3.2.9
 ligne de transfert 2.3.2.7
 ligne d'échantillonnage 2.3.2.5
 ligne de prélèvement 2.3.2.5
 limite de répétabilité 2.5.1.5
 limite de reproductibilité 2.5.1.6

M

masse volumique 2.6.3.1
 matériau de référence 2.5.3.5.1.1
 matériau de référence
 certifié 2.5.3.5.1.2
 mélanges de gaz étalons de
 travail 2.5.3.5.2.3
 mélanges de gaz étalons
 primaires 2.5.3.5.2.1
 mélanges de gaz étalons
 secondaires 2.5.3.5.2.2
 mercaptan 2.5.3.3.9
 mesurage absolu 2.2.1.1
 mesurage chromatographique direct
 des constituants 2.5.3.1.6
 mesurage chromatographique
 indirect des
 constituants 2.5.3.1.7
 mesurage direct 2.2.1.2
 mesurage indirect 2.2.1.3
 mesurage par déduction 2.2.1.4
 mesurage relatif 2.2.1.6
 mesure matérialisée 2.5.2.1
 méthanol 2.5.3.3.11
 méthode de contrôle 2.5.2.9
 méthode de mesurage direct des
 propriétés 2.2.1.5
 méthode par chromatographie en
 phase gazeuse 2.2.2.1
 méthode par combustion 2.2.2.5
 méthode potentiométrique 2.2.2.2
 mole 2.5.3.1.3
 MRC 2.5.3.5.1.2

N

normalisation 2.5.3.4.5

O

odorant 2.8.2
 odorisation 2.8.1
 oxysulfure de carbone 2.5.3.3.5

P

partie aliquote 2.2.2.9
 photométrie 2.4.12
 point de livraison 2.1.2.3
 point de rosée eau 2.6.5.1.1

point de rosée
 hydrocarbures 2.6.5.2.1
 point d'échantillonnage 2.3.4.4
 point de prélèvement 2.3.4.4
 point d'injection 2.1.2.4
 pointe jaune 2.7.10
 poste d'alimentation 2.1.2.5
 poste de sortie 2.1.2.6
 pot de purge 2.3.3.2
 pouvoir calorifique
 inférieur 2.6.4.2
 pouvoir calorifique
 supérieur 2.6.4.1
 pression normale 2.7.6
 pressions d'essai 2.7.7
 prise de feu à l'injecteur 2.7.8
 prise de gaz 2.3.2.6

Q

qualité du gaz 2.1.1.14

R

régulateur 2.3.3.3
 régulateur de pression 2.3.3.4
 réponse 2.5.3.4.1
 réseau de transport 2.1.2.1
 réseau local de
 distribution 2.1.2.2
 résolution 2.5.3.4.6
 retour de flamme 2.7.8

S

séparateur de liquide 2.3.3.2
 série d'étalons 2.5.3.5.1.6
 sonde d'échantillonnage 2.3.2.6
 soufre mercaptique 2.5.3.3.10
 soufre organique 2.5.3.3.12
 soufre thiolique
 [mercaptique] 2.5.3.3.15
 soufre total 2.5.3.3.17
 sulfure 2.5.3.3.13
 sulfure cyclique 2.5.3.3.6
 sulfure d'alkyle 2.5.3.3.2
 sulfure de carbonyle 2.5.3.3.4
 sulfure d'hydrogène 2.5.3.3.8
 système de mesure de
 référence 2.5.3.5.1.3

T

TCD 2.4.9
 temps de balayage 2.3.4.1
 temps de séjour 2.3.4.3
 teneur en eau 2.6.5.1.2
 teneur potentielle en hydrocarbures
 liquides 2.6.5.2.3
 test *F* séquentiel 2.5.4.1

tetrahydrothiophène 2.8.4
 thioéther 2.5.3.3.14, 2.5.3.3.2,
 2.5.3.3.6
 thiol 2.5.3.3.16
 thioalcane 2.5.3.3.1
 THT 2.8.4
 titrage potentiométrique 2.2.2.3
 titrage turbidimétrique 2.2.2.4
 traçabilité 2.5.3.5.1.4
 transformation 2.5.2.7

U

unité d'introduction 2.4.2

V

valeur aberrante 2.5.4.3
 valeur critique 2.5.4.2
 valeur isolée 2.5.4.4
 vérification 2.5.4.8

ICS 01.040.75; 75.060

Price based on 68 pages/Prix basé sur 68 pages

© ISO 2001 – All rights reserved/Tous droits réservés