

Natural gas — Vocabulary

The European Standard EN ISO 14532:2005 has the status of a British Standard.

ICS 01.040.75; 75.060

National foreword

This British Standard is the official English language version of EN ISO 14532:2005. It is identical with ISO 14532:2001, including Corrigendum May 2002.

The UK participation in its preparation was entrusted to Technical Committee PTI/15, Natural gas and gas analysis, which has the responsibility to:

- aid enquirers to understand the text;
- present to the responsible international/European committee any enquiries on the interpretation, or proposals for change, and keep UK interests informed;
- monitor related international and European developments and promulgate them in the UK.

A list of organizations represented on this committee can be obtained on request to its secretary.

Cross-references

The British Standards which implement international publications referred to in this document may be found in the *BSI Catalogue* under the section entitled “International Standards Correspondence Index”, or by using the “Search” facility of the *BSI Electronic Catalogue* or of British Standards Online.

This publication does not purport to include all the necessary provisions of a contract. Users are responsible for its correct application.

Compliance with a British Standard does not of itself confer immunity from legal obligations.

Summary of pages

This document comprises a front cover, an inside front cover, the EN ISO title page, the EN ISO foreword page, the ISO title page, pages ii to viii, pages 1 to 68, an inside back cover and a back cover.

The BSI copyright date displayed in this document indicates when the document was last issued.

This British Standard, having been prepared under the direction of the Sector Committee for Materials and Chemicals, was published under the authority of the Standards Committee and comes into effect on 15 October 2001

Amendments issued since publication

Amd. No.	Date	Comments
14010 Technical Corrigendum No. 1	29 October 2002	Revision to A.2.1 and correction to the numbering in A.2 (french version)
15911	17 February 2006	Renumbers BS ISO 14532:2001 as BS EN ISO 14532:2005

English version

Natural gas — Vocabulary (ISO 14532:2001 including
Corrigendum 1:2002)

Gaz naturel — Vocabulaire (ISO 14532:2001, Corrigendum
1:2002 inclus)

This European Standard was approved by CEN on 17 April 2005.

CEN members are bound to comply with the CEN/CENELEC Internal Regulations which stipulate the conditions for giving this European Standard the status of a national standard without any alteration. Up-to-date lists and bibliographical references concerning such national standards may be obtained on application to the Central Secretariat or to any CEN member.

This European Standard exists in three official versions (English, French, German). A version in any other language made by translation under the responsibility of a CEN member into its own language and notified to the Central Secretariat has the same status as the official versions.

CEN members are the national standards bodies of Austria, Belgium, Cyprus, Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Malta, Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Slovakia, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland and United Kingdom.



EUROPEAN COMMITTEE FOR STANDARDIZATION
COMITÉ EUROPÉEN DE NORMALISATION
EUROPÄISCHES KOMITEE FÜR NORMUNG

Management Centre: rue de Stassart, 36 B-1050 Brussels

Foreword

The text of ISO 14532:2001 has been prepared by Technical Committee ISO/TC 193, Natural gas, of the International Organization for Standardization (ISO) and has been taken over as EN ISO 14532:2005 by CMC.

This European Standard shall be given the status of a national standard, either by publication of an identical text or by endorsement, at the latest by November 2005, and conflicting national standards shall be withdrawn at the latest by November 2005.

According to the CEN/CENELEC Internal Regulations, the national standards organizations of the following countries are bound to implement this European Standard: Austria, Belgium, Cyprus, Czech Republic, Denmark, Estonia, Finland, France, Germany, Greece, Hungary, Iceland, Ireland, Italy, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Malta, Netherlands, Norway, Poland, Portugal, Slovakia, Slovenia, Spain, Sweden, Switzerland and United Kingdom.

Endorsement notice

The text of ISO 14532:2001 has been approved by CEN as EN ISO 14532:2005 without any modifications.

INTERNATIONAL
STANDARD

ISO
14532

NORME
INTERNATIONALE

First edition
Première édition
2001-08-01

Technical Corrigendum
2002-05-15

Natural gas — Vocabulary

Gaz naturel — Vocabulaire



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

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 feedstock.

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 particulaires.

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 analysé

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 acheminer 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