

INTERNATIONAL STANDARD

ISO
14532

NORME INTERNATIONALE

Second edition
Deuxième édition
2014-06-15

Natural gas — Vocabulary

Gaz naturel — Vocabulaire

STANDARDSISO.COM : Click to view the full PDF of ISO 14532:2014



Reference number
Numéro de référence
ISO 14532:2014(E/F)

© ISO 2014



COPYRIGHT PROTECTED DOCUMENT
DOCUMENT PROTÉGÉ PAR COPYRIGHT

© ISO 2014

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 otherwise in any form or by any means, electronic or mechanical, including photocopying, or posting on the internet or an intranet, without prior written permission. Permission can be requested 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, l'affichage sur l'internet ou sur un Intranet, sans autorisation écrite préalable. Les demandes d'autorisation peuvent être adressées à l'ISO à l'adresse ci-après ou au comité membre de l'ISO dans le pays du demandeur.

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

Published in Switzerland/Publié en Suisse

Contents

Page

Foreword	iv
Introduction	v
1 Scope	1
2 Terms and definitions	1
2.1 General conditions.....	1
2.2 Measurement methods.....	4
2.3 Sampling.....	6
2.4 Analytical systems.....	8
2.5 Analysis.....	11
2.6 Physical and chemical properties.....	20
2.7 Interchangeability.....	24
2.8 Odorization.....	25
2.9 Thermodynamic properties.....	26
Annex A (informative) Indices, symbols, and units	27
Annex B (informative) Alphabetical index	30
Bibliography	36

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.

The procedures used to develop this document and those intended for its further maintenance are described in the ISO/IEC Directives, Part 1. In particular the different approval criteria needed for the different types of ISO documents should be noted. This document was drafted in accordance with the editorial rules of the ISO/IEC Directives, Part 2 (see www.iso.org/directives).

Attention is drawn to the possibility that some of the elements of this document may be the subject of patent rights. ISO shall not be held responsible for identifying any or all such patent rights. Details of any patent rights identified during the development of the document will be in the Introduction and/or on the ISO list of patent declarations received (see www.iso.org/patents).

Any trade name used in this document is information given for the convenience of users and does not constitute an endorsement.

For an explanation on the meaning of ISO specific terms and expressions related to conformity assessment, as well as information about ISO's adherence to the WTO principles in the Technical Barriers to Trade (TBT) see the following URL: Foreword - Supplementary information

The committee responsible for this document is ISO/TC 193, *Natural gas*.

This second edition cancels and replaces the first edition (ISO 14532:2001/Cor. 1:2002).

Introduction

ISO/TC 193 Natural Gas was established in May, 1989, with the task of creating new standards and updating existing 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 standards was not previously systematically pursued. The development of standards with terminology created to suit specific purposes often resulted in the detriment of uniformity and cohesiveness between standards.

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

As the aim is to create a coherent body of 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 that 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.

STANDARDSISO.COM : Click to view the full PDF of ISO 14532:2014

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.

The definitive intention of this document is to incorporate the reviewed definitions into the ISO/TC 193 source standards.

2 Terms and definitions

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

2.1 General conditions

2.1.1 Natural gas

2.1.1.1

natural gas

NG

complex gaseous mixture of hydrocarbons, primarily methane, but generally includes ethane, propane and higher hydrocarbons, and some non-combustible gases such as nitrogen and carbon dioxide

Note 1 to entry: Natural gas can also contain components or containments such as sulfur compounds and/or other chemical species.

2.1.1.2

raw gas

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

Note 1 to entry: Raw gas can also be partially processed well-head gas, taken from basic upstream processing facilities.

2.1.1.3

substitute natural gas

SNG

gas from non-fossil origin which is interchangeable in its properties with natural gas

2.1.1.4

manufactured gas

synthetic gas

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

Note 1 to entry: Manufactured (synthetic) gases can contain substantial amounts of chemical species that are not typical of natural gases or common species found in atypical proportions as in the case of wet and sour gases.

Note 2 to entry: Manufactured gases fall into two distinct categories, as follows:

a) those that are intended as synthetic or substitute natural gases, and that closely match true natural gases in both composition and properties;

b) those that, whether or not intended to replace or enhance natural gas in service, do not closely match natural gases in composition.

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

2.1.1.5

lean gas

natural gas having a relatively low energy content, close to or lower than that of pure methane

Note 1 to entry: Lean gas typically contains high amounts of nitrogen and carbon dioxide.

2.1.1.6

rich gas

natural gas having a relatively high energy content, higher than that of pure methane

Note 1 to entry: Rich gas typically contains high amounts of ethane or propane or higher.

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 free water, water vapour and/or high hydrocarbons in such amounts that they can condense at pipeline conditions

2.1.1.8

sour gas

gas containing significant amount of acid gases such as carbon dioxide and sulphur compounds

Note 1 to entry: The presence of acid compounds is more detrimental in wet gases.

Note 2 to entry: Typically, wet and sour gases can be unprocessed (well head) or partially-processed natural gases and can also contain condensed hydrocarbons, traces of carbonyl sulphide, and process fluid vapours such as methanol or glycols.

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

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 1 to entry: Water vapour content in natural gas can also be expressed in terms of water concentration (mg/m³).

Note 2 to entry: The correlation between water content and water dew point is given in ISO 18453.^[17]

2.1.1.10

saturated gas

natural gas that at the specified conditions of temperature and pressure is at its water dew-point

2.1.1.11

compressed natural gas

CNG

natural gas that has been compressed after processing for storage and transportation purposes

Note 1 to entry: CNG is mainly used as a fuel for vehicles, typically compressed up to 20 000 kPa in the gaseous state.

2.1.1.12**liquefied natural gas
LNG**

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

Note 1 to entry: Liquid natural gas is revaporized and introduced into pipelines for transmission and distribution as natural gas.

2.1.1.13**gas quality**

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

2.1.1.14**biogas**

generic term used to refer to gases produced by anaerobic fermentation or digestion of organic matter, and without further upgrading nor purification

Note 1 to entry: This can take place in a landfill site to produce landfill gas or in an anaerobic digester to produce biogas. Sewage gas is biogas produced by the digestion of sewage sludge. Biogases comprise mainly methane and carbon dioxide.

2.1.1.15**biomethane**

methane rich gas derived from biogas or from gasification of biomass by upgrading with the properties similar to natural gas

2.1.1.16**biomass**

mass defined from a scientific and technical point of view as material of biological origin excluding material embedded in geological formations and/or transformed to fossil

Note 1 to entry: Biomass is organic material that is plant-based or animal-based, including but not limited to dedicated energy crops, agricultural crops and trees, food, feed and fibre crop residues, aquatic plants, alga, forestry and wood residues, agricultural wastes, processing by-products and other non-fossil organic matter.

Note 2 to entry: See also herbaceous biomass, fruit biomass, and woody biomass.

2.1.2 Pipeline network**2.1.2.1****pipeline grid**

system of interconnected pipelines, both national and international that serve to transmit and distribute natural gas

2.1.2.2**local distribution system****LDS**

gas mains and services that supply natural gas directly to consumers

2.1.2.3**custody transfer point**

location between two pipeline systems where the quantity of energy of the natural gas has to be accounted for

Note 1 to entry: At such location a change of pressure regime can also occur.

2.1.2.4**transfer station**

system of pipelines, measurement and regulation (pressure control), and ancillary devices at a custody transfer point necessary to account for the quantity of gases transferred and the adaptation to the possible different pressure regimes of the networks

2.2 Measurement methods

2.2.1 General definitions

2.2.1.1

absolute measurement

measurement of a property from fundamental metrological quantities

Note 1 to entry: For example, fundamental metrological quantities are length, mass, and time.

Note 2 to entry: 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 that, in principle, define the property

Note 1 to entry: 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.

2.2.1.3

indirect measurement

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

Note 1 to entry: For example, the determination of the calorific value from measurements of the air-to-gas ratio required to achieve stoichiometric combustion that is related linearly to the calorific value.

2.2.1.4

lower range value

lowest value of a quantity to be measured (measurand) that a measuring system or transmitter is adjusted to measure

2.2.1.5

upper range value

highest value of a quantity to be measured (measurand) that a measuring system or transmitter is adjusted to measure

2.2.1.6

span

algebraic difference between the upper and lower range values

2.2.1.7

relative measurement

measurement of a property by means of comparison with a value of the property taken from an accepted standard, for example, reference material

Note 1 to entry: 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.

2.2.2 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 1 to entry: The sample is passed in a stream of carrier gas through a column that 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 1 to entry: 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 amount of titrant consumed for reaction of the gas component with the titrant is proportional to the gas component concentration, and the endpoint of reaction is determined by the variation of potential inside the cell

Note 1 to entry: 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 to entry: This method is valid for solutions having a total sulfur content below 0,1 mg.

Note 2 to entry: 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.

2.2.2.5**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 to entry: 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 to entry: Lingener method: the Lingener combustion method uses air, and it is performed using a special instrument (see ISO 6326-5[8]).

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

Note 2 to entry: 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, dissolved substances, or liquids by the surfaces of solids or liquids with which they are in contact

Note 1 to entry: 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

2.3 Sampling

2.3.1 Sampling methods

2.3.1.1

direct sampling

sampling in situations where there is a direct connection between the natural gas to be sampled and the analytical unit

2.3.1.2

indirect sampling

sampling in situations where there is no direct connection between the natural gas to be sampled and the analytical unit

2.3.1.3

in-line instrument

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

2.3.1.4

on-line instrument

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 at a specified place at a specified time from a stream of gas

2.3.2 Sampling devices

2.3.2.1

floating piston cylinder

container that has a moving piston separating the sample from a buffer gas. The pressures are in balance on both sides of the piston

2.3.2.2

incremental sampler

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

2.3.2.3

flow-proportional incremental sampler

sampler that collects a series of spot samples over a period of time with the spot samples taken in such a manner as to ensure the incremental sample is proportional to the incremental totalised flow

Note 1 to entry: This is normally achieved by varying the frequency of extraction of a constant volume spot sample (grab).

2.3.2.4

sample container

container that is used to collect a representative sample and maintain the sample in a representative condition

Note 1 to entry: 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 shall be specified to maintain this principle.

2.3.2.5**sample line**

conduit to transfer a sample of gas from the sample place to the analytical unit or sample container

Note 1 to entry: Another word used for sample line is transfer line.

2.3.2.6**sample probe**

device inserted into the gas pipeline so that a representative sample of the flowing gas can be taken. The sample probe will have a conduit to convey the sample from the flowing gas to a point external to the pipeline

2.3.2.7**hot loop**

sampling configuration that returns the sample to the pipeline

Note 1 to entry: 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.

2.3.2.8**vent line**

section of the sampling system that diverts a portion of the sampled gas away from the analyser/instrument or sample container

Note 1 to entry: 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.

2.3.2.9**fast loop**

sampling system that takes more sample from the process than is needed to make the measurement so as to reduce the residence time

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**liquid separator**

unit, in the sample line, used to collect liquid fall-out

2.3.3.3**pressure reducer**

device used to reduce gas pressure immediately downstream of its installed position

Note 1 to entry: It has the ability to maintain a near constant outlet pressure within its design parameters regardless of changes in pressure or flow in other parts of the system.

2.3.3.4**back-pressure regulator**

device used to control/maintain gas pressure immediately upstream of its installed position

Note 1 to entry: It has the ability to maintain a near constant inlet pressure within design parameters, regardless of pressure or flow fluctuations in other parts of the system.

2.3.3.5

heating device

device to ensure that the sample gas remains at a temperature sufficient to avoid a change of its composition due to condensation of some compounds

Note 1 to entry: Heating elements can 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.

Note 2 to entry: Heating devices are also used to maintain “wetted surface areas” at near constant temperatures to avoid changes in gas sorption coefficients when measuring components that are prone to strong sorption effects.

2.3.4 Other definitions

2.3.4.1

purging time

residence time plus the time to insure that the sample in the sampling system is representative of the gas stream

Note 1 to entry: The purging time can be much longer than the residence time and will be multiples of the residence time in poorly designed sampling systems.

2.3.4.2

representative sample

sample having the same composition as the natural gas sample when the latter is considered as a homogeneous whole

2.3.4.3

residence time

time it takes for a sample to flow through a piece of equipment

2.3.4.4

sampling point

point in the gas stream or vessel where a representative sample can be taken

2.3.4.5

sampling place

location of a sampling point along a stream, or the location of the vessel

2.3.4.6

gas sorption effects

physical processes whereby some gases are adsorbed onto or desorbed from the surfaces of a solid without transformation of the molecules

Note 1 to entry: The force of attraction between some gases and solids is purely physical and depends on the nature of the participating material. Natural gas can contain several components that 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 1 to entry: 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 to entry: Gas chromatographic analysers are comparative rather than absolute. Therefore, the introduction of equal quantities of a calibration mixture and of sample allows quantitative measurement of sample components.

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

Note 3 to entry: Equimolar quantities can be obtained by controlling the pressure and temperature of the introduction device.

2.4.3**gas chromatograph**

device that physically separates components of a mixture in the gaseous phase and measures them individually with a detector whose signal is processed

Note 1 to entry: 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 to entry: 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 to entry: 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 1 to entry: 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 that are measured by a photomultiplier and the associated electronic devices

Note 1 to entry: A chemiluminescence detector is used in gas chromatography mainly to detect components that contain particular elements, e.g. nitrogen (N) and sulfur (S).

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

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

Note 1 to entry: The electrochemical process can 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 electrical current caused by the resulting ions is measured between two electrodes

Note 1 to entry: 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 to entry: The HWD is a dual channel detector, requiring a reference flow of pure carrier gas through the reference channel.

Note 2 to entry: 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 to entry: 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 that are measured by a photomultiplier

Note 1 to entry: The detector is used in gas chromatography mainly to detect components that contain particular elements, e.g. phosphorous (P) and sulfur (S).

2.4.11

integrator

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

Note 1 to entry: 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 temporal dimension, 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 1 to entry: The lower the concentration of the dissolved substance, the greater path length of the absorption cell has to be.

2.5 Analysis

2.5.1 Calibration and quality control

2.5.1.1 calibration

operation, that under specified conditions in a first step establishes a relation between the quantity values with measurement uncertainties provided by measurement standards and corresponding indications with associated measurement uncertainties and, in a second step uses this information to establish a relation for obtaining a measurement result from an indication

Note 1 to entry: A calibration can be expressed by a statement, calibration function, calibration diagram, calibration curve, or calibration table. In some cases, it consists of an additive or multiplicative correction of the indication with associated measurement uncertainty.

Note 2 to entry: Calibration should not be confused with adjustment of a measuring system, often mistakenly called "self-calibration", nor with verification of calibration.

Note 3 to entry: Often, the first step alone in the above definition is perceived as being calibration.

2.5.1.2 adjustment of a measuring instrument

operation of bringing a measuring instrument into a state of performance suitable for its use

Note 1 to entry: Adjustment can be automatic, semi-automatic, or manual.

2.5.1.3 volumetric conversion

determination of the volume at reference conditions from the volume at operating conditions

2.5.1.4 correction

value added algebraically to the uncorrected result of a measurement to compensate for systematic error

Note 1 to entry: The correction is equal to the negative of the estimated systematic error.

Note 2 to entry: Since the systematic error cannot be known perfectly, the correction cannot be complete.

2.5.1.5 correction factor

numerical factor by which the uncorrected result of a measurement is multiplied to compensate for systematic error

Note 1 to entry: Since the systematic error cannot be known perfectly, the correction cannot be complete.

2.5.1.6 calibration interval

period between routine calibrations over which the performance of the analyser meets specified requirements

2.5.1.7 working range

range of parameters for which the calibration function has been developed and validated

2.5.1.8 extended working range

range of parameters for which the correlation has been developed, but outside the range for which the calibration function has been validated

2.5.1.9

single-point calibration

establishment of the calibration function using one (only) calibration point

Note 1 to entry: 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 2 to entry: 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 3 to entry: Where a more complex response function, first order not passing through the origin or 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).

2.5.1.10

bracketing

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

Note 1 to entry: This leads to surrounding the value of the unknown quantity by two values of reference materials (RMs) as tightly as possible (or bracketing).

2.5.1.11

multi-point calibration

establishment of a calibration function using more than two calibration points

Note 1 to entry: 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 using a series of certified reference gas mixtures.

Note 2 to entry: 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. For first order, the minimum number of concentration levels needed is three, for second order is five, and for third order is seven. In most cases, the order of fit of the response curves is unknown beforehand, in which cases; 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. Where the order of fit is known, then the corresponding number of concentration levels can be used. For polynomial order one, 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, and the highest concentration level should be slightly higher than the highest concentration level of the working range.

2.5.1.12

verification

provision of objective evidence that a given item fulfils specified requirements

EXAMPLE Confirmation that performance properties or legal requirements of a measuring system are achieved.

Note 1 to entry: When applicable, measurement uncertainty should be taken into consideration.

Note 2 to entry: The item can be, e.g. a process, measurement procedure, material, compound, or measuring system.

Note 3 to entry: The specified requirements can be, e.g. that a manufacturer's specifications are met.

Note 4 to entry: Verification in legal metrology as defined in VIM 2007^[20] and in conformity assessment in general, pertains to the examination and marking and/or issuing of a verification certificate for a measuring system.

Note 5 to entry: Verification should not be confused with calibration; not every verification is a validation.

Note 6 to entry: In chemistry, verification of the identity of the entity involved, or of activity, requires a description of the structure or properties of that entity or activity.

2.5.1.13

analytical quality control

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

2.5.1.14

control chart

plot in which component mole fraction 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 obtained from the results of the initial analyses of the control gas

2.5.2 Gas analysis

2.5.2.1 General definitions

2.5.2.1.1

mass (volume) (mole) fraction

quotient of the mass [volume (under specified conditions of pressure and temperature)] (amount of substance) of a component A to the sum of the masses [sum of the volumes (intended prior to mixing under specified conditions of pressure and temperature)] (sum of the amounts of substances) of all components of the gas mixture

2.5.2.1.2

mass (molar)(volume) concentration

quotient of the mass [volume (under specified conditions of pressure and temperature)] (amount of substance) of each component to the volume of the gas mixture under specified conditions of pressure and temperature

Note 1 to entry: The mass, molar, and volume concentrations depend on the pressure and temperature of the gas mixture.

2.5.2.1.3

gas composition

fractions or concentrations of all the components determined from natural gas analysis

2.5.2.1.4

gas analysis

measurement methods and techniques for determining the gas composition

2.5.2.1.5

direct measurement of components

measurement in which individual components or group of components are determined by comparison with identical components in the reference gas mixture

Note 1 to entry: Main and associated components are usually determined using direct measurement.

2.5.2.1.6

indirect measurement of components

measurement in which individual components or groups of components are determined using relative response factors to a reference component in the reference gas mixture

Note 1 to entry: Trace components are mostly determined using indirect measurement.

2.5.2.2 Analysed components

2.5.2.2.1

main component

major component

component whose content influences physical properties

Note 1 to entry: Main components of natural gases generally include: nitrogen, carbon dioxide, and saturated hydrocarbons from methane through pentane.

2.5.2.2.2

associated component

minor component

component whose content does not significantly influence physical properties

Note 1 to entry: Associated components generally include: helium, hydrogen, argon, and oxygen.

2.5.2.2.3

trace component

trace constituent

component present at very low levels

Note 1 to entry: Trace components generally include hydrocarbons or groups of hydrocarbons above n-pentane and the components listed in [2.5.2.3](#).

2.5.2.2.4

group of components

components with similar properties whose mole fractions are so low, that their measurement as individuals would be difficult or require excessive time, and measured as a group

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

Note 2 to entry: The group can 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 the measurement of the group is likely to be superior to the precision of measurement of the individual components.

Note 3 to entry: 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 (C₆) and higher can be considered as a group (C₆+) with relatively little resulting error. However, such simplification gives rise to large calculation errors of the hydrocarbon dew point.

Note 4 to entry: 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. C₆+, which indicates all hydrocarbons of carbon number six and above);

— separate groups are reported as the total of each carbon number (e.g. total C₆, total C₇, etc.);

— the above groups, reported as total of each carbon number, can be further broken down to component types (e.g. C₆ alkanes, as distinct from benzene and C₆ 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 (C₆ for C₆+).

2.5.2.2.5**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

2.5.2.2.6**reference component**

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

Note 1 to entry: The response function of the reference component and of the sample components measured relative to it should be linear and pass through the origin.

2.5.2.3 Trace components (constituent)**2.5.2.3.1****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 to entry: 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 to entry: Thiols (mercaptans) are the sulfur analogues of the alcohols.

2.5.2.3.2**alkyl sulphide****thioether**

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

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

Note 2 to entry: Sulfides are the sulfur analogues of the ethers and are also known as thioethers.

2.5.2.3.3**alkyl disulfide**

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

Note 1 to entry: The alkyl groups are identical (R = R c) in symmetrical disulfides (e.g. dimethyl disulfide:

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

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

2.5.2.3.4

carbonyl sulphide

COS

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

Note 1 to entry: Under particular conditions, it can be formed from, or be converted to H_2S .

2.5.2.3.5

cyclic sulfide (thioether)

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

EXAMPLE Tetrahydrothiophene (thiophane or thiacyclopentane), i.e. C_4H_8S , which is added as an odorant to natural gas.

2.5.2.3.6

glycol

liquid binary alcohol ($CH_2OH-CH_2-O-(CH_2-CH_2-O)_xH$, where $x=0,1,2\dots n$) used as an anti-freeze and in some processing operations as a dehydrating agent

2.5.2.3.7

hydrogen sulphide

H_2S

colourless, toxic gas with an odour similar to rotten eggs

2.5.2.3.8

mercaptan

see alkane thiol ([2.5.2.3.1](#))

[SOURCE: (alkyl mercaptan) ([2.5.2.3.1](#))]

2.5.2.3.9

mercaptan sulfur

see thiol sulfur ([2.5.2.3.12](#))

2.5.2.3.10

methanol

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

2.5.2.3.11

organic sulfur

term commonly used to designate all of the sulfur compounds in natural gas with the exception of hydrogen sulfide and carbon disulfide (CS_2), and carbonyl sulfide(COS)

EXAMPLE These sulfur compounds consist of thiophene (C_4H_4S) and its homologues, alkane thiols (alkyl mercaptans) such as methane thiol (methyl mercaptan) (CH_3-SH) and ethane thiol (ethyl mercaptan) (C_2H_5-SH), and various other sulfur compounds present in very small traces, such as the thioethers and the alkyl disulfides.

2.5.2.3.12

thiol (mercaptan) sulfur

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

2.5.2.3.13

thiol

see alkane thiol ([2.5.2.3.1](#))

[SOURCE: (alkyl mercaptan) ([2.5.2.3.1](#))]

2.5.2.3.14

total sulfur

total amount of sulfur found in natural gas

2.5.2.4 Analyser response

2.5.2.4.1

response

output signal of the measuring system

Note 1 to entry: Chromatographic response is peak area or peak height for a certain component.

2.5.2.4.2

response factor

ratio of the mole fraction of a component in a reference gas mixture to the response of this component

2.5.2.4.3

relative response factor

ratio of the mole fraction of component j to the mole fraction of reference component which gives an equal detector response

2.5.2.4.4

response function

function describing the response of the detector and obtained by a multi-point calibration performed for a certain component over the range to be analysed

Note 1 to entry: See the note in the definition of the multi-point calibration in [2.5.1.11](#).

2.5.2.4.5

normalization

2.5.2.4.5.1

conventional normalization (or normalization)

correction to unity of the sum of raw (unprocessed) mole fractions in a complete analysis of natural gas by applying the same proportional adjustment to all measured components

Note 1 to entry: If in an analysis some components are not measured but instead are given a fixed mole fraction, then the normalization will be to unity less the total for the undetermined components.

Note 2 to entry: The specific case of the independent application of conventional normalization to each of a series of repeat analyses of a natural gas, with the normalized mole fractions being used to calculate the means for the components, is known as "run-by-run normalization".

2.5.2.4.5.2

mean normalization

method of normalization whereby the repeat analyses for each component are averaged to form a series mean, and these mean values are then normalized

2.5.2.4.6

chromatographic resolution

column efficiency characteristic describing the degree of separation of two adjacent peaks

Note 1 to entry: The resolution is measured as twice the distance between the maximum of the named peaks, divided by the sum of the intercepts on the baseline made by tangents drawn to the peaks at half the height.

2.5.2.5 Calibration gas mixtures

2.5.2.5.1 General definitions from metrology

Note 1 to entry The definitions in this section are taken from various documents that are quoted. In case of evolution of the reference documents, the definitions in this standard will be considered as the correct ones for the purpose of ISO/TC193 standard development.

2.5.2.5.1.1

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 [21]]

Note 1 to entry: A reference material can be in the form of a pure or mixed gas, liquid, or solid.

Note 2 to entry: In the field of gas analysis, a reference material is gas mixture of known composition and/or properties which is traceable by one or more steps to national or International Standards.

EXAMPLE 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.

2.5.2.5.1.2

certified reference material

CRM

reference material, accompanied by a certificate where one or more of whose property values are certified by a procedure that 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 [21]]

2.5.2.5.1.3

reference measuring system

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

2.5.2.5.1.4

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 [21]]

Note 1 to entry: The concept is often expressed by the adjective traceable.

Note 2 to entry: 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 to entry: The unbroken chain of comparisons is called a traceability chain.

2.5.2.5.1.5

measurement standard

realization of the definition of a given quantity, with stated quantity value and associated measurement uncertainty used as a reference VIM 2007 [20]

2.5.2.5.1.6

group standard

series of standards

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

Note 1 to entry: Adapted from the VIM 2007 [20].

2.5.2.5.1.7**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 2007 [[21]]

Note 1 to entry: The concept of primary standard is equally valid for base quantities and derived quantities.

Note 2 to entry: A primary standard is never used directly for measurements other than for comparison with duplicate or reference standards. In general the National Standards Laboratory is responsible for the conservation of a primary standard in a country.

2.5.2.5.1.8**secondary standard**

standard established through calibration with respect to a primary standard for a quantity of the same kind VIM 2007 [[20]]

2.5.2.5.1.9**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

2.5.2.5.1.10**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

Note 1 to entry: A National Standards Laboratory ensures that the national standards are primary standards.

2.5.2.5.1.11**reference standard**

standard designated for the calibration of other measurement standard for quantities of a given kind in a given organization or at a given location VIM 2007 [[20]]

2.5.2.5.1.12**working standard**

standard that is used routinely to calibrate or verify measuring instruments or measuring systems

Note 1 to entry: A working standard is usually calibrated with respect to a reference standard. VIM 2007 [[20]]

2.5.2.5.1.13**transfer standard**

standard used as an intermediary to compare standards

2.5.2.5.2 Definitions relevant to gas mixtures**2.5.2.5.2.1****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

2.5.2.5.2.2**secondary standard gas mixture**

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

Note 1 to entry: 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[4] and verified in accordance with ISO 6143[5]. The quantity levels of the components can be determined by comparison with a PSM of closely related composition in accordance with ISO 6143[5].

2.5.2.5.2.3

working reference gas mixture WRM

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

Note 1 to entry: 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[4] 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[5].

2.5.2.5.2.4

control gas

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

Note 1 to entry: A control gas can be either a sample gas with a composition determined in accordance with ISO 6143[5] or a multi-component mixture prepared in accordance with ISO 6142[4]. A control gas is used to calculate the mean (m) and standard deviation (s) of the quantity levels of the components detected so as to prepare the relevant control charts.

2.6 Physical and chemical properties

2.6.1 Reference conditions

2.6.1.1

combustion reference conditions

specified temperature T and pressure p at which a fuel is notionally burned

2.6.1.2

metering reference conditions

specified temperature T and pressure p at which an amount of fuel to be burned is notionally determined

Note 1 to entry: There is no a priori reason for the metering reference conditions to be the same as the combustion reference conditions.

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 gas in the dry state

2.6.1.4

ISO standard reference conditions

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

Note 1 to entry: The conditions 273,15 K, 101,325 kPa, 288,15 K, and 101,325 kPa are commonly referred to as “normal” and “(metric) standard” conditions respectively in gas measurement practice. This usage should not be confused with “NTP” (normal temperature and pressure) and “STP” (standard temperature and pressure), both of which refer conventionally to the former conditions. For NTP and STP there is no restriction on the state of saturation.

2.6.2 Behaviour of ideal and real gas

2.6.2.1

ideal gas

an ideal gas is one that obeys the ideal gas law:

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

where

- p is the absolute pressure;
- T is the thermodynamic temperature;
- V_m is the molar volume;
- R is the molar gas constant, in coherent units.

$$(R = 8,3144621 \text{ J/ mol.K})$$

No real gas obeys this law. For real gases, this equation shall be rewritten as

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

where

$Z(p, T, x_i)$ is a variable, often close to unity, for gases and is known as the compression factor.

2.6.2.2

compression factor

Z

ratio of the volume of an arbitrary mass of gas at a specified pressure and temperature to the volume of the same mass of gas under the same conditions as calculated from the ideal-gas law, as follow:

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

where

$$V_m(\text{ideal}) = RT/p$$

Thus

$$Z(p, T, x_i) = pV_m/(RT)$$

where

- p is the absolute pressure;
- T is the thermodynamic temperature;
- V_m is the molar volume of the gas;
- R is the molar gas constant, in coherent units.

Note 1 to entry: The compression factor is a dimensionless quantity, which is normally close to unity for a gas near standard or normal reference conditions.

Note 2 to entry: Within the range of pressures and temperatures encountered in gas transmission, the compression factor can significantly differ from unity.

Note 3 to entry: The terms “compressibility factor” and “Z-factor” are synonymous with compression factor.

2.6.3 Density

2.6.3.1

density

mass of gas divided by its volume at specified conditions of pressure and temperature

Note 1 to entry: In a mathematical representation the density is given by:

$$\rho(p, T) = \frac{m}{V(p, T)}$$

2.6.3.2

relative density

ratio of the mass of a gas contained within an arbitrary volume to the mass of dry air of standard composition (defined in ISO 6976) that would be contained in the same volume at the same reference conditions

Note 1 to entry: 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;

$\rho(p_{src}, T_{src})$ is the density at the standard reference conditions of temperature and pressure.

Note 3 to entry: Historically relative density has been known as specific gravity.

2.6.4 Combustion properties

2.6.4.1

superior calorific value

amount of heat that would be released by the complete combustion with oxygen of a specified quantity of gas, in such a way that the pressure, p , at which the reaction takes place remains constant, and all the products of combustion are returned to the same specified temperature, T , 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

Note 1 to entry: Where the quantity of gas is specified on a molar basis, the calorific value is designated as $(H)_s(T_1, p_1)$; on a mass basis, the superior calorific value is designated as $(H_m)_s(T_1, p_1)$. Where the quantity of gas is specified on a volumetric basis; the superior calorific value is designated as $(H_v)_s(T_1, p_1; T_2, p_2)$, where $T_1, p_1; T_2, p_2$ are the combustion reference conditions and metering reference conditions respectively.

Note 2 to entry: Synonymous with gross calorific value and higher heating value (GHV).

Note 3 to entry: In common usage and in the absence of any other qualifier, the term calorific value is taken to be the superior calorific value.

2.6.4.2**inferior calorific value**

amount of heat that would be released by the complete combustion with oxygen of a specified quantity of gas, in such a way that the pressure, p , at which the reaction takes place remains constant, and all the products of combustion are returned to the same specified temperature, T , as that of the reactants; all of these products being in the gaseous state

Note 1 to entry: Where the quantity of gas is specified on a molar basis, the calorific value is designated as $(H)_i(T_1, p_1)$; on a mass basis, the inferior calorific value is designated as $(H_m)_i(T_1, p_1)$. Where the quantity of gas is specified on a volumetric basis; the inferior calorific value is designated as $(H_v)_i(T_1, p_1; T_2, p_2)$, where $T_1, p_1; T_2, p_2$ are the combustion reference conditions and metering reference conditions respectively.

Note 2 to entry: Synonymous with net calorific value and lower heating value (NHV).

2.6.4.3**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 to entry: The Wobbe index is specified as superior (denoted by the subscript "S") or inferior (denoted by the subscript "I"), depending on the calorific value.

2.6.5 Dew points**2.6.5.1 Water dew point****2.6.5.1.1****water dew point**

temperature at a specified pressure at which water vapour condensation initiates

Note 1 to entry: For any pressure lower than the specified pressure, there is no condensation of water vapours at this water dew point temperature.

2.6.5.1.2**water content**

mass concentration of the total amount of water contained in a gas

Note 1 to entry: Water content is expressed in units mass per unit volume.

Note 2 to entry: For gas below the water dew point, this means water in the form of both liquid and vapour; but for gas above the water dew point, this means only water vapour.

Note 3 to entry: Water content can be also expressed as mole or volume fraction.

2.6.5.2 Hydrocarbon dew point**2.6.5.2.1****hydrocarbon dew point (HCDP)**

temperature at a specified pressure at which hydrocarbon vapour condensation initiates

Note 1 to entry: In chemical thermodynamics, the "true" hydrocarbon dew point is the temperature (at a stated pressure) at which the fugacity of the gas and liquid phases is identical. Since measurement of the dew point involves reduction of the system temperature, this equates to the temperature at which the first appearance of the liquid phase occurs. At this point, the quantity of liquid phase is infinitesimally small. Since no instrument or observer is able to detect this infinitesimally small amount, the measured value by a chilled mirror instrument (measured hydrocarbon dew point) differs from the "true" hydrocarbon dew point. Depending on the gas composition and the sensitivity of the detection system of the automatic hydrocarbon-dew-point chilled-mirror instrument or the observer (manual chilled mirror instrument), the measured hydrocarbon dew point can be considerably lower than the "true" hydrocarbon dew point.

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 can be condensed by a decrease in pressure; or at constant pressure, the vapour is condensed by an increase in temperature

Note 1 to entry: 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 (PHLC)

property of natural gas defined as the amount of the condensable liquid (in milligrams) at the pressure, p , and temperature, T , per unit volume of gas at normal conditions, that is, at a temperature of 0 °C and a pressure of 101,325 kPa obtained by passing a representative sample of the gas through an apparatus where it is first brought to the pressure, p , and then cooled to the temperature, T

Note 1 to entry: It is necessary to take care that only gas, not a two-phase mixture, has been withdrawn from the pipeline.

2.6.6 Other definitions

2.6.6.1

methane number

rating indicating the knocking characteristics of a fuel gas

Note 1 to entry: It is comparable to the octane number for petrol. One expression of the methane number is the volume percentage of methane in a methane-hydrogen mixture, that in a test engine under standard conditions has the same tendency to knock as the fuel gas to be examined.

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 1 to entry: Two gases are said to be interchangeable when one gas can 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

group of combustible gases with similar burning behaviour linked together by a range of Wobbe indices

2.7.3

reference gas

gas with which appliances operate under nominal conditions when supplied at the corresponding normal pressure

2.7.4

limit gas

test gas representative of the extreme variations in the characteristics of the gases for which appliances have been designed

2.7.5

normal pressure

pressure at which appliances operate under nominal conditions when they are supplied with the corresponding reference gas

2.7.6**test pressure**

gas pressure used to verify the operational characteristics of appliances using combustible gases

2.7.7**flash back**

situation where the flame velocity exceeds that of the air gas mixture, resulting with the combustion taking place before the burning port

Note 1 to entry: It generally results in an extinction of the flame and can damage the burner of the appliance.

2.7.8**lifting**

situation where the air gas mixture velocity exceeds that of the flame, resulting with the combustion taking place far from the burning point

Note 1 to entry: It can lead to flame extinguishment (blow off) and it can also generate instability and noise.

2.7.9**yellow tipping**

incomplete combustion situation where the tip of the flame turns yellow

Note 1 to entry: This can result in soot deposition and is generally accompanied with increased carbon monoxide production.

2.8 Odorization**2.8.1****odorant**

intensely smelling organic chemical or combination of chemicals added to natural gas at low concentration and capable of imparting a characteristic and distinctive (usually disagreeable) warning odour so gas leaks can be detected at concentrations below their lower flammability limit

2.8.2**odorization**

addition of odorants, normally intensely smelling organic sulfur compounds, to natural gas to allow the recognition of gas leaks by smell at very low concentration (before a build up to a dangerous gas in air concentration can occur).

Note 1 to entry: Natural gas is normally odourless. It is necessary to add an odorant to the gas fed into the distribution system for safety reasons. It permits the detection of the gas by smell at very low concentrations.

2.8.3**odour perception**

awareness of the effect of volatile substances by the olfactory organ

2.8.4**odour character**

type of sensation of an odour

Note 1 to entry: Odour character is a qualitative parameter.

2.8.5**odour intensity**

strength of odour perception

2.8.6**terminal saturation threshold**

minimum value of an intense sensory stimulus above which no difference in intensity can be perceived

[SOURCE: ISO 5492]

2.8.7

sensory fatigue

form of sensory adaptation in which a decrease in sensitivity occurs

[SOURCE: ISO 5492]

2.8.8

addition of odours

masking of odours

result of the odour intensity of a mixture of odoriferous compounds being higher or lower than the odour intensity of each odorant present at the same concentration as in the mixture

Note 1 to entry: The odour character can be changed by the addition or masking of odours.

2.8.9

detection threshold

odorant concentration that 50 % of the population detects with a probability of 0,5 under test conditions

Note 1 to entry: To detect an odour does not imply that this odour can be identified.

2.9 Thermodynamic properties

2.9.1

caloric property

characteristic of a gas or homogeneous gas mixture that can be calculated from a fundamental equation of state

Note 1 to entry: Caloric properties include internal energy, enthalpy, entropy, isochoric heat capacity, isobaric heat capacity, Joule-Thomson coefficient, isentropic exponent, and speed of sound.

2.9.2

equation of state

mathematical relationship between state variables of a gas or homogeneous gas mixture

Note 1 to entry: Two types of equations of state can be distinguished, namely (1) volumetric equation of state, in which the relationship is between the state variables pressure, temperature, and the volume occupied by a given amount of substance, and (2) fundamental equation of state, in which the relationship is between the density, temperature, and the Helmholtz free energy.

2.9.3

residual property

that part of a thermodynamic property that results from the non-ideal (real gas) behaviour of a gas or homogeneous gas mixture, i.e. the difference between a thermodynamic property of a real gas or gas mixture and the same thermodynamic property for the same gas or gas mixture in the ideal state, and at the same state conditions of temperature and density

2.9.4

thermodynamic property

volumetric or caloric property

2.9.5

volumetric property

characteristic of a gas or homogeneous gas mixture that can be calculated from a volumetric equation of state

Note 1 to entry: Usual volumetric properties are compression factor and density.

Annex A (informative)

Indices, symbols, and units

Indices

<i>I</i>	inferior
<i>S</i>	superior
<i>M</i>	quantity per mole
<i>S</i>	at saturation
<i>w</i>	wet

Symbols and units

<i>b</i>	gas law deviation coefficient ($b = 1-Z$)
$\sqrt{b}$	summation factor
<i>d</i>	relative density
<i>D</i> or ρ	density (kg/m ³)
ρ_m	molar density (kmol/m ³)
<i>h</i>	molar enthalpy (J/mol)
$\bar{H}$	molar basis calorific value (kJ/mol)
$\hat{H}$	mass basis calorific value (MJ/kg)
$\tilde{H}$	volumetric basis calorific value (MJ/m ³)
<i>L</i>	molar enthalpy of vaporization of water (kJ/mol)
<i>M</i>	mass per mole (kg/kmol)
<i>p</i>	(absolute) pressure (kPa)
<i>R</i>	gas constant [(8,3144621) J/ mol.K]
<i>t</i>	Celsius temperature (°C)
<i>T</i>	thermodynamic (absolute) temperature (K)
<i>V</i>	volume (m ³)
<i>V_m</i>	molar volume (m ³ /kmol)
<i>W</i>	Wobbe index (MJ/m ³)
<i>x</i>	mole fraction

y	volume fraction
Z	compression factor

A.1 Conversion factors for pressure, temperature, length, and energy

Pressure

to convert

kPa	to	bar	$\Rightarrow$	$\text{bar} = \frac{\text{kPa}}{100}$
MPa	to	bar	$\Rightarrow$	$\text{bar} = \text{MPa} \cdot 10$
atm	to	bar	$\Rightarrow$	$1 \text{ bar} = \text{atm} \cdot 1,01325$
psia	to	bar	$\Rightarrow$	$\text{bar} = \frac{\text{psia}}{14,5038}$
psig	to	bar	$\Rightarrow$	$\text{bar} = \frac{\text{psig} + 14,6959}{14,5038}$

Temperature

to convert

K	to	°C	$\Rightarrow$	$^{\circ}\text{C} = \text{K} - 273,15$
°F	to	°C	$\Rightarrow$	$^{\circ}\text{C} = \frac{^{\circ}\text{F} - 32}{1,8}$
°R	to	°C	$\Rightarrow$	$^{\circ}\text{C} = (\text{R} - 491,67) \times 5/9$

Length

to convert

foot	to	m	$\Rightarrow$	$\text{m} = \text{foot} \cdot 3,2808$
------	----	---	---------------	---------------------------------------

Energy

to convert

BTU	to	kJ	$\Rightarrow$	$\text{kJ} = \text{BTU} \cdot 1,055$
-----	----	----	---------------	--------------------------------------

A.2 List of abbreviations

ISO	International Standardization Organization
CD	Chemiluminescence detector
CNG	Compressed natural gas
CRM	Certified reference material
DMCS	Dimethylchlorosilane
ED	Electrochemical detector
FID	Flame ionization detector
FPD	Flame photometric detector
HWD	Hot wire detector
LDS	Local distribution system
LNG	Liquified natural gas
LPG	Liquid petroleum gas
NG	Natural gas
PSM	Primary standard gas mixtures
PTFE	Polytetrafluorethylene
RM	Reference material
SNG	Substitute natural gas
TCD	Thermal conductivity detector
THT	Tetrahydrothiophene
WRM	Working reference gas mixtures

Annex B (informative)

Alphabetical index

Terms in English

absolute measurement	2.2.1.1
absorption	2.2.2.6
absorption cell	2.4.13
adjustment of a measuring instrument	2.5.1.2
adsorption	2.2.2.7
alkane thiol (alkyl mercaptan)	2.5.2.3.1
alkyl disulfide	2.5.2.3.3
alkyl sulfide (thioether)	2.5.2.3.2
associated component (minor component)	2.5.2.2.2
auxiliary gases	2.4.5
back pressure regulator	2.3.3.4
biogas	2.1.1.14
biomethane	2.1.1.15
biomass	2.1.1.16
bracketing	2.5.1.10
calibration	2.5.1.1
calibration interval	2.5.1.6
carbonyl sulfide (COS)	2.5.2.3.4
carrier gas	2.4.4
certified reference materials (CRM)	2.5.2.5.1.2
chemiluminescence detector (CD)	2.4.6
chromatographic resolution	2.5.2.4.6
combustion method	2.2.2.5
combustion reference conditions	2.6.1.1
compressed natural gas (CNG)	2.1.1.11
compression factor	2.6.2.2

condenser	2.3.3.1
control gas	2.5.2.5.2.4
control method - control chart	2.5.1.14
correction	2.5.1.4
correction factor	2.5.1.5
cyclic sulfide (thioether)	2.5.2.3.5
density	2.6.3.1
desorption	2.2.2.8
direct measurement	2.2.1.2
direct measurement of components	2.5.2.1.5
direct sampling	2.3.1.1
dry natural gas	2.1.1.9
electrochemical detector (ED)	2.4.7
extended working range	2.5.1.8
fast loop/hot loop	2.3.2.9
flame ionization detector (FID)	2.4.8
flame photometric detector (FPD)	2.4.10
flash back	2.7.7
floating piston cylinder	2.3.2.1
flow proportional incremental sampler	2.3.2.3
gas analysis	2.5.2.1.4
gas chromatograph	2.4.3
gas chromatographic method	2.2.2.1
gas composition	2.5.2.1.3
gas family	2.7.2
gas quality	2.1.1.13
gas sorption effects	2.3.4.6
glycol	2.5.2.3.6
group of components	2.5.2.2.4
group standard, series of standards	2.5.2.5.1.6
heating device	2.3.3.5
hydrocarbon dew point (HCDP)	2.6.5.2.1

hydrogen sulfide (H ₂ S)	2.5.2.3.7
ideal gas	2.6.2.1
incremental sampler	2.3.2.2
indirect measurement	2.2.1.3
indirect measurement of components	2.5.2.1.6
indirect sampling	2.3.1.2
inferior calorific value	2.6.4.2
in-line instrument	2.3.1.3
integrator	2.4.11
interchangeability	2.7.1
international (measurement) standard	2.5.2.5.1.9
introduction unit	2.4.2
lean gas	2.1.1.5
lifting	2.7.8
limit gas	2.7.4
liquefied natural gas (LNG)	2.1.1.12
local distribution system (LDS)	2.1.2.2
main component (major component)	2.5.2.2.1
manufactured (synthetic) gases	2.1.1.4
mass, volume and molar (mole) concentrations	2.5.2.1.2
mass, volume and molar (mole) fractions	2.5.2.1.1
measurement standard	2.5.2.5.1.5
measuring system	2.4.1
mercaptan	2.5.2.3.8
mercaptan sulfur	2.5.2.3.9
metering reference conditions	2.6.1.2
methane number	2.6.6.1
methanol	2.5.2.3.10
multi-point calibration	2.5.1.11
national (measurement) standard	2.5.2.5.1.10
natural gas (NG)	2.1.1.1

normal pressure	2.7.5
normal reference conditions	2.6.1.3
normalization	2.5.2.4.5
odorant	2.8.1
odorization	2.8.2
off-line instrument	2.3.1.5
online instrument	2.3.1.4
organic sulfur	2.5.2.3.11
other component (other constituent)	2.5.2.2.5
photometry	2.4.12
pipeline grid	2.1.2.1
potential hydrocarbon liquid content (PHLC)	2.6.5.2.3
potentiometric method	2.2.2.2
potentiometric titration	2.2.2.3
primary standard	2.5.2.5.1.7
primary standard gas mixture (PSM)	2.5.2.5.2.1
pressure reducer	2.3.3.3
purging time	2.3.4.1
quality control	2.5.1.13
raw gas	2.1.1.2
reference component (bridge component)	2.5.2.2.6
reference gas	2.7.3
reference material (RM)	2.5.2.5.1.1
reference standard	2.5.2.5.1.11
relative density	2.6.3.2
relative measurement	2.2.1.7
relative response factor	2.5.2.4.3
representative sample	2.3.4.2
residence time	2.3.4.3
resolution	2.5.2.4.6
response	2.5.2.4.1

response factor	2.5.2.4.2
response function	2.5.2.4.4
retrograde condensation	2.6.5.2.2
rich gas	2.1.1.6
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	2.5.2.5.1.8
secondary standard gas mixture	2.5.2.5.2.2
single-point-calibration	2.5.1.9
sour gas	2.1.1.8
spot sample	2.3.1.6
standard reference conditions	2.6.1.4
substitute natural gas (SNG)	2.1.1.3
superior calorific value	2.6.4.1
test pressure	2.7.6
thermal conductivity detector (TCD) - hot wire detector (HWD)	2.4.9
thioether	2.5.2.3.2
thiol	2.5.2.3.13
thiol (mercaptan) sulfur	2.5.2.3.12
total sulfur	2.5.2.3.14
trace component (trace constituent)	2.5.2.2.3
Traceability	2.5.2.5.1.4
transfer standard	2.5.2.5.1.13
turbidimetric titration	2.2.2.4
verification	2.5.1.12
volumetric conversion	2.5.1.3
water content	2.6.5.1.2
water dew point	2.6.5.1.1
wet gas	2.1.1.7
Wobbe index	2.6.4.3

working range	2.5.1.7
working standard	2.5.2.5.1.12
yellow tipping	2.7.9

STANDARDSISO.COM : Click to view the full PDF of ISO 14532:2014

Bibliography

- [1] ISO 3534-1:1993, *Statistics — Vocabulary and symbols — Part 1: Probability and general statistical terms*¹⁾
- [2] ISO 4260:1987, *Petroleum products and hydrocarbons — Determination of sulfur content — Wickbold combustion method*
- [3] ISO 5492:2008, *Sensory analysis — Vocabulary*
- [4] ISO 6142:2001, *Gas analysis — Preparation of calibration gas mixtures — Gravimetric method*
- [5] ISO 6143:2001, *Gas analysis — Comparison methods for determining and checking the composition of calibration gas mixtures*
- [6] ISO 6326-1:2007, *Natural gas — Determination of sulfur compounds — Part 1: General introduction*
- [7] ISO 6326-3:1997, *Natural gas — Determination of sulfur compounds — Part 3: Determination of hydrogen sulfide, mercaptan sulfur and carbonyl sulfide sulfur by potentiometry*
- [8] ISO 6326-5:1998, *Natural gas — Determination of sulfur compounds — Part 5: Lingener combustion method*
- [9] ISO 6327:1981, *Gas analysis — Determination of the water dew point of natural gas — Cooled surface condensation hygrometers*
- [10] ISO 6570:2001, *Natural gas — Determination of potential hydrocarbon liquid content — Gravimetric methods*
- [11] ISO 6974-1:2012, *Natural gas — Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography — Part 1: General guidelines and calculation of composition*
- [12] ISO 6974-2:2001, *Natural Gas — Determination of composition with defined uncertainty by gas chromatography — Part 2: Measuring system characteristics and statistics for data treatment*²⁾
- [13] ISO 6974-3:2000, *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*
- [14] ISO 6974-4:2000, *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*
- [15] ISO 6974-5:2000, *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*
- [16] ISO 7504:2001, *Gas analysis — Vocabulary*
- [17] ISO 18453:2004, *Natural gas — Correlation between water content and water dew point*
- [18] ISO 19739:2004, *Natural gas — Determination of sulfur compounds using gas chromatography*
- [19] *Guide pour l'expression de l'incertitude de mesure (GUM)*. BIPM, CEI, FICC, ISO, OIML, UICPA, UIPPA, première édition, corrigée et réimprimée en 1995

1) This has been replaced with a new standard, ISO 3534-1:2006, *Statistics — Vocabulary and symbols — Part 1: General statistical terms and terms used in probability*.

2) This has been replaced with a new standard, ISO 6974-2:2012, *Natural gas — Determination of composition and associated uncertainty by gas chromatography — Part 2: Uncertainty calculations*.

- [20] ISO/IEC Guide 99: 2007, *International Vocabulary of Metrology — Basic and general concepts and associated terms.* (VIM), Third Edition, 2007
- [21] ISO Guide 30: 2008, *Terms and definitions used in connection with reference materials*, 2nd edition 1992

STANDARDSISO.COM : Click to view the full PDF of ISO 14532:2014

STANDARDSISO.COM : Click to view the full PDF of ISO 14532:2014

Sommaire

Page

Avant-propos	iv
Introduction	v
1 Domaine d'application	1
2 Termes et définitions	1
2.1 Conditions générales	1
2.2 Méthodes de mesure	4
2.3 Échantillonnage	6
2.4 Systèmes d'analyse	9
2.5 Analyse	11
2.6 Propriétés physiques et chimiques	21
2.7 Interchangeabilité	25
2.8 Odorisation	26
2.9 Propriétés thermodynamiques	27
Annexe A (informative) Indices, symboles et unités	29
Annexe B (informative) index alphabétique	33
Bibliographie	39

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

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

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

Pour une explication de la signification des termes et expressions spécifiques de l'ISO liés à l'évaluation de la conformité, ou pour toute information au sujet de l'adhésion de l'ISO aux principes de l'OMC concernant les obstacles techniques au commerce (OTC), voir le lien suivant: Avant-propos — Informations supplémentaires.

Le comité chargé de l'élaboration du présent document est l'ISO 193, *Gaz naturel*.

Cette deuxième édition annule et remplace la première édition (ISO 14532:2001). Elle incorpore également le Rectificatif technique ISO 14532:2001/Cor.1:2002.

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. Cela inclut l'analyse du gaz, le mesurage direct des propriétés, la désignation des qualités et la traçabilité.

Dans le cadre de ces activités, une étude complète et uniforme des définitions, symboles et abréviations existant dans les normes n'a pas été menée systématiquement précédemment. L'élaboration de normes avec des terminologies créées pour répondre à des besoins spécifiques a souvent été entreprise au détriment de l'uniformité et de la cohérence entre les documents.

Il s'est donc avéré utile d'harmoniser les termes utilisés dans les normes relatives au gaz naturel. L'objectif de cette Norme internationale est d'incorporer les définitions révisées dans la Norme internationale initiale de l'ISO/TC 193.

Comme le but est de créer un ensemble cohérent de normes qui se soutiennent mutuellement en ce qui concerne leurs définitions, des termes et définitions communs et sans ambiguïté utilisés dans toutes les normes internationales sont le point de départ pour la compréhension et l'application de chaque Norme internationale.

La présentation de la présente Norme internationale a été conçue pour faciliter son utilisation comme suit:

- Les grands titres correspondent à des secteurs spécifiques de l'industrie du gaz naturel. Toutes les définitions tombant dans ces secteurs, comme celles glanées dans les normes ISO publiées par l'ISO/TC 193 sont listées sous ce titre. Un sommaire facilite la recherche des termes particuliers;
- Des notes sont données sous de nombreuses définitions où il a été jugé important de donner des lignes directrices informatives pour une définition donnée. Ces notes ne sont pas considérées comme faisant partie de la définition.

STANDARDSISO.COM : Click to view the full PDF of ISO 14532:2014

Gaz naturel — Vocabulaire

1 Domaine d'application

La présente Norme internationale a pour objet de donner les définitions, symboles et abréviations utilisés dans le domaine du gaz naturel.

Les termes et définitions ont été étudiés et revus de manière à couvrir toutes les acceptations particulières des termes provenant également d'autres sources telles que les normes européennes du CEN (Comité Européen de Normalisation), les normes nationales et les définitions existantes dans le dictionnaire U.I.I.G de l'industrie du gaz.

L'intention définitive de ce document est d'intégrer les définitions révisées dans les normes source de l'ISO/TC 193.

2 Termes et définitions

Pour les besoins du présent document, les termes et définitions suivants s'appliquent.

2.1 Conditions générales

2.1.1 Gaz naturel

2.1.1.1

gaz naturel

GN

mélange complexe d'hydrocarbures, composé principalement de méthane, mais comprenant généralement aussi, de l'éthane, du propane, des hydrocarbures supérieurs, et quelques gaz non combustibles tels que l'azote et le dioxyde de carbone

Note 1 à l'article: Le gaz naturel peut également contenir des constituants ou des impuretés tels que les composés soufrés et/ou d'autres espèces chimiques.

2.1.1.2

gaz brut

gaz non traité transporté par des lignes de collecte, depuis les têtes de puits jusqu'aux installations de traitement

Note 1 à l'article: Le gaz brut peut également être du gaz de tête de puits partiellement traité dans des installations sommaires en amont.

2.1.1.3

gaz naturel de substitution

GNS

gaz d'origine non fossile 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 1 à l'article: Les gaz manufacturés (de synthèse) peuvent renfermer des quantités substantielles d'espèces chimiques qui ne sont pas typiques des gaz naturels ou des espèces communes, mais en proportions atypiques comme c'est le cas pour les gaz humides et les gaz acides.

Note 2 à l'article: Les gaz manufacturés se classent en deux catégories distinctes:

- a) Les gaz qui sont destinés comme gaz de synthèse ou gaz naturels de substitution, et dont la composition et les propriétés sont très proches de celles des 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.

Note 3 à l'article: Le cas b) renferme des gaz tels que le gaz de ville, le gaz de cokerie (non dilué), et des mélanges GPL/air. Aucun n'a une composition semblable à un vrai gaz naturel (même si, dans ce dernier cas, il peut être interchangeable avec le gaz naturel).

2.1.1.5

gaz pauvre

gaz naturel ayant une teneur en énergie relativement faible, à proximité de ou inférieur à celui du méthane pur

Note 1 à l'article: Le gaz pauvre contient généralement de grandes quantités d'azote et de dioxyde de carbone.

2.1.1.6

gaz riche

gaz naturel ayant une teneur en énergie relativement élevée, supérieure à celle du méthane pur

Note 1 à l'article: Un gaz riche contient généralement de grandes quantités d'éthane ou de propane ou d'hydrocarbures supérieurs.

2.1.1.7

gaz humide

gaz ne correspondant pas à la qualité « transport » par l'inclusion d'éléments indésirables tels que l'eau libre, la vapeur d'eau et/ou des hydrocarbures lourds dans des quantités telles qu'ils peuvent se condenser dans les conditions observées en canalisation

2.1.1.8

gaz acide

gaz contenant une quantité significative de gaz acides comme le dioxyde de carbone et les composés soufrés

Note 1 à l'article: La présence de composés acides est plus néfaste dans les gaz humides.

Note 2 à l'article: 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, et 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 3 à l'article: Du dioxyde de carbone en présence d'eau libre peut être un facteur important de corrosion des canalisations.

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 1 à l'article: La teneur en vapeur d'eau du gaz naturel peut être aussi exprimée en termes de concentration en eau (mg/m³).

Note 2 à l'article: La corrélation entre la teneur en eau et le point de rosée de l'eau est donnée dans la norme ISO 18453.^[17]

2.1.1.10

gaz saturé

gaz naturel qui, à des conditions spécifiées de température et de pression, est à son point de rosée eau

2.1.1.11**gaz naturel comprimé****GNC**

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

Note 1 à l'article: Le GNC est principalement utilisé comme carburant pour les véhicules, généralement comprimé à l'état gazeux jusqu'à 20 000 kPa.

2.1.1.12**gaz naturel liquéfié****GNL**

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

Note 1 à l'article: Le gaz naturel liquide est regazéifié et introduit dans les canalisations pour pouvoir être transporté et distribué comme gaz naturel.

2.1.1.13**qualité du gaz**

caractéristique du gaz naturel définie par sa composition et ses propriétés physiques

2.1.1.14**biogaz**

terme générique utilisé pour désigner les gaz produits par la fermentation ou la digestion anaérobie de la matière organique, et ceci sans traitement ni purification

Note 1 à l'article: Ceci peut avoir lieu dans un site d'enfouissement pour donner des gaz de décharge ou dans un digesteur anaérobie pour donner du biogaz. Le gaz à partir des eaux usées est le biogaz produit par la digestion des boues d'épuration. Les biogaz comprennent principalement du méthane et du dioxyde de carbone.

2.1.1.15**biométhane**

gaz riche en méthane provenant du biogaz ou de la gazéification de la biomasse par traitement pour obtenir des propriétés similaires au gaz naturel

2.1.1.16**biomasse**

masse définie à partir d'un point de vue scientifique et technique en tant que matériau d'origine biologique à l'exclusion des matériaux incrustés dans des formations géologiques et/ou transformés en fossiles

Note 1 à l'article: La biomasse est une matière organique à base animale ou végétale, y compris mais non limité aux cultures énergétiques dédiées, aux cultures et arbres agricoles, aux résidus de plantes alimentaires, fourragères et textiles, aux plantes aquatiques, aux algues, aux résidus forestiers et de bois, aux déchets agricoles, aux sous-produits de traitements et à d'autres matières organiques non fossiles.

Note 2 à l'article: Voir également la biomasse herbacée, la biomasse des fruits et la biomasse ligneuse.

2.1.2 Réseau de canalisation**2.1.2.1****réseau de canalisation**

système de canalisations interconnectées, tant nationales qu'internationales, destiné à transporter et distribuer le gaz naturel

2.1.2.2**réseau local de distribution****RLD**

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

2.1.2.3

point de transfert d'allocation

emplacement entre deux systèmes de canalisations où la quantité d'énergie du gaz naturel doit être comptée

Note 1 à l'article: À un tel emplacement, un changement de régime de pression peut également se produire.

2.1.2.4

poste de livraison

système de canalisations, de mesure et de régulation (régulation de la pression), et de dispositifs auxiliaires à un point de transfert d'allocation nécessaire pour compter la quantité de gaz transférée et pour l'adaptation aux possibles régimes de pression différents des réseaux

2.2 Méthodes de mesure

2.2.1 Définitions générales

2.2.1.1

mesurage absolu

mesurage d'une propriété à partir de grandeurs métrologiques fondamentales

Note 1 à l'article: Par exemple, la détermination de la masse d'un gaz en utilisant des masses certifiées.

2.2.1.2

mesurage direct

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

Note 1 à l'article: 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

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 1 à l'article: 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

valeur inférieure de la plage

valeur la plus basse d'une grandeur à mesurer (mesurande) qu'un système de mesure ou un transmetteur est ajusté pour mesurer

2.2.1.5

valeur supérieure de la plage

valeur la plus haute d'une grandeur à mesurer (mesurande) qu'un système de mesure ou un transmetteur est ajusté pour mesurer

2.2.1.6

étendue

différence algébrique entre le haut et bas de la plage des valeurs

2.2.1.7

mesurage relatif

mesurage d'une propriété par comparaison avec la valeur de ladite propriété prise sur un étalon accepté, par exemple, un matériau de référence

Note 1 à l'article: 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 Méthodes spécifiques

2.2.2.1

méthode par chromatographie en phase gazeuse

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

Note 1 à l'article: 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 1 à l'article: 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 où la quantité de la solution de titrage consommée pour la réaction du constituant gazeux est proportionnelle à la concentration du constituant gazeux et est mesurée par la variation du potentiel à l'intérieur de la cellule

Note 1 à l'article: 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 turbimétrique

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

Note 2 à l'article: 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

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 à l'article: 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 ISO 4260[2]).

Note 2 à l'article: Méthode Lingener: la méthode de combustion Lingener utilise de l'air, et est mise en œuvre à l'aide d'un appareillage spécial (voir ISO 6326-5[8]).

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 à l'article: Le processus d'assimilation ou d'extraction entraîne, subséquentement ou concomitamment, une modification physique, chimique ou physico-chimique du sorbant.

Note 2 à l'article: 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 lesquels ils sont en contact

Note 1 à l'article: 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

2.3 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 gaz naturel à échantillonner et l'unité analytique

2.3.1.2

échantillonnage indirect

échantillonnage dans des situations où il n'y a pas connexion directe entre le gaz naturel à échantillonner et l'unité analytique

2.3.1.3

instrument en ligne (in-line)

instrument dont la partie active est installée dans la canalisation et mesure dans les conditions de celle-ci

2.3.1.4

instrument en ligne (on-line)

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 à un endroit et un moment spécifié du flux gazeux

2.3.2 Dispositifs d'échantillonnage

2.3.2.1

cylindre à piston flottant

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

Note 1 à l'article: Les pressions sont équilibrées de part et d'autre du piston.

2.3.2.2

échantillonneur par prélèvements élémentaires

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

2.3.2.3**échantillonneur par prélèvements élémentaires proportionnels au débit**

échantillonneur qui recueille une série d'échantillons élémentaires sur une période de temps, ces échantillons élémentaires étant pris de manière qu'il soit proportionnel au débit total élémentaire

Note 1 à l'article: Ceci est obtenu normalement en faisant varier la fréquence de l'extraction d'un échantillon ponctuel de volume constant (grab).

2.3.2.4**cylindre échantillonneur**

réceptacle qui est utilisé pour recueillir un échantillon représentatif et maintenir l'échantillon dans un état représentatif

Note 1 à l'article: 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**

conduite pour transférer un échantillon de gaz de la prise d'échantillon à l'unité d'analyse ou au cylindre échantillonneur

Note 1 à l'article: Un autre mot utilisé pour la ligne d'échantillonnage est la ligne de transfert.

2.3.2.6**sonde d'échantillonnage**

dispositif inséré dans la canalisation de gaz de sorte qu'un échantillon représentatif du débit de gaz puisse être prélevé. La sonde d'échantillonnage aura un conduit pour transmettre l'échantillon du débit de gaz à un point extérieur à la canalisation

2.3.2.7**boucle en charge**

configuration d'échantillonnage qui retourne l'échantillon à la canalisation

Note 1 à l'article: 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.

2.3.2.8**ligne d'évent**

section du système de prélèvement qui dérive une partie du gaz échantillonné à distance de l'analyseur/instrument ou du cylindre échantillonneur

Note 1 à l'article: Il faut contrôler le débit et la perte de charge dans la ligne ouverte pour s'assurer que le refroidissement et la condensation éventuelle n'affectent pas la représentativité de l'échantillon.

2.3.2.9**boucle rapide**

système d'échantillonnage qui prélève du procédé une quantité d'échantillon supérieure à celle nécessaire pour effectuer la mesure de manière à réduire le temps de séjour

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**

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

2.3.3.3

détendeur

appareil utilisé pour réduire la pression de gaz immédiatement en aval de la position où il est installé

Note 1 à l'article: L'appareil permet de maintenir la pression de sortie presque constante à l'intérieur de ses paramètres de conception, indépendamment des fluctuations de pression ou de débit dans d'autres parties du système.

2.3.3.4

régulateur de pression

appareil utilisé pour contrôler/maintenir une pression de gaz immédiatement en amont de la position où il est installé

Note 1 à l'article: Il permet de maintenir une pression d'entrée presque constante à l'intérieur des paramètres de conception, indépendamment des fluctuations de pression ou de débit dans d'autres parties du système.

2.3.3.5

dispositif de chauffage

appareil pour garantir que l'échantillon de gaz reste à une température suffisante pour éviter une modification de sa composition due à la condensation de certains constituants

Note 1 à l'article: 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.

Note 2 à l'article: Les appareils de chauffage sont également utilisés pour maintenir les « zones de surface en contact » à des températures presque constantes, pour éviter les changements dans les coefficients de sorption des gaz, lors de la mesure de constituants qui sont sujets à de forts effets de sorption.

2.3.4 Autres définitions

2.3.4.1

temps de purge

temps de séjour plus le temps pour assurer que l'échantillon dans le système de prélèvement est représentatif du flux de gaz

Note 1 à l'article: Le temps de purge peut être beaucoup plus long que le temps de séjour et, dans les systèmes d'échantillonnage mal conçus, être un multiple de la durée de séjour.

2.3.4.2

échantillon représentatif

échantillon ayant la même composition que le gaz naturel 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

point d'échantillonnage

point dans le flux de gaz ou le récipient où un échantillon représentatif peut être pris

2.3.4.5

lieu d'échantillonnage

position d'un point d'échantillonnage dans le flux, où position du récipient

2.3.4.6**effets de sorption du gaz**

phénomènes physiques d'adsorption ou de désorption observés entre certains gaz et la surface d'un solide sans transformation des molécules

Note 1 à l'article: 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 mesurage**

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

Note 1 à l'article: 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 de matière à analyser constante ou mesurée

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

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

Note 3 à l'article: On peut obtenir des quantités équimolaires en contrôlant la pression et la température du dispositif d'introduction.

2.4.3**chromatographe en phase gazeuse**

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

Note 1 à l'article: 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. Dans des conditions opératoires définies et contrôlées les constituants peuvent être identifiés de manière qualitative, grâce à leur temps de rétention, puis mesurés de manière quantitative par comparaison de leur réponse sur le détecteur avec celle d'un constituant identique ou similaire dans un mélange étalon.

Note 2 à l'article: 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 et sont souvent combinés en une seule unité de séparation ou chromatographe.

Note 3 à l'article: 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 1 à l'article: 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

CD

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

Note 1 à l'article: Le détecteur à chimiluminescence est le détecteur utilisé en chromatographie en phase gazeuse pour détecter principalement des constituants particuliers, comme par exemple, l'azote (N) et le soufre (S).

2.4.7

détecteur électrochimique

ED

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

Note 1 à l'article: 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 1 à l'article: 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 à l'article: Le HWD est un détecteur à deux voies dont l'une, dite voie de référence, est réservée au flux de référence du gaz vecteur.

Note 2 à l'article: 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 à l'article: 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 1 à l'article: 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**intégrateur**

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

Note 1 à l'article: 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 étalon et dans l'échantillon. Si la réponse du détecteur varie avec le temps, comme en chromatographie, alors la réponse instantanée est intégrée dans 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 1 à l'article: Plus la concentration de la substance dissoute est faible, plus la longueur du trajet dans la cuve d'absorption doit être grande.

2.5 Analyse**2.5.1 Étalonnage et contrôle qualité****2.5.1.1****étalonnage**

opération, qui dans des conditions spécifiées dans une première étape établit une relation entre les valeurs de grandeurs avec les incertitudes de mesure fournies par des étalons et les valeurs correspondantes avec les incertitudes de mesure associées et, dans une deuxième étape, utilise cette information pour établir une relation permettant d'obtenir un résultat de mesure à partir d'une valeur

Note 1 à l'article: Un étalonnage peut être exprimé sous la forme d'une déclaration, d'une fonction d'étalonnage, d'un diagramme d'étalonnage, d'une courbe d'étalonnage ou d'une table d'étalonnage. Dans certains cas, il peut consister en une correction additive ou multiplicative de la valeur avec une incertitude de mesure associée.

Note 2 à l'article: Il convient de ne pas confondre l'étalonnage avec l'ajustage d'un système de mesure, souvent appelé improprement "auto-étalonnage", ni avec la vérification de l'étalonnage.

Note 3 à l'article: La seule première étape dans la définition est souvent perçue comme étant l'étalonnage.

2.5.1.2**ajustage d'un système de mesure**

opération consistant à amener un instrument de mesure dans un état de performance approprié à son utilisation

Note 1 à l'article: L'ajustage peut être automatique, semi-automatique ou manuel.

2.5.1.3**conversion volumétrique**

détermination du volume dans les conditions de référence à partir du volume dans les conditions de fonctionnement

2.5.1.4**correction**

valeur ajoutée algébriquement au résultat non corrigé d'un mesurage pour compenser une erreur systématique

Note 1 à l'article: La correction est égale à l'opposé de l'erreur systématique estimée.

Note 2 à l'article: Étant donné que l'erreur systématique ne peut pas être connue parfaitement, la correction ne peut être complète.

2.5.1.5

facteur de correction

facteur numérique par lequel le résultat non corrigé d'une mesure est multiplié pour compenser l'erreur systématique

Note 1 à l'article: Étant donné que l'erreur systématique ne peut pas être connue parfaitement, la correction ne peut pas être complète.

2.5.1.6

intervalle d'étalonnage

période comprise entre des étalonnages de routine pendant laquelle la performance de l'analyseur est conforme aux exigences spécifiées

2.5.1.7

plage de travail

plage des paramètres pour laquelle la fonction d'étalonnage a été élaborée et validée

2.5.1.8

plage de travail étendue

plage des paramètres pour laquelle la corrélation a été mise au point, mais hors de la plage pour laquelle la fonction d'étalonnage a été validée

2.5.1.9

étalonnage en un point

étalonnage simple

établissement d'une fonction d'étalonnage à partir d'un point d'étalonnage (unique)

Note 1 à l'article: Étalonnage dans lequel la réponse d'un analyseur à un constituant mesuré est toujours exactement proportionnelle à la concentration de ce constituant sur toute la plage de travail

Note 2 à l'article: 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 est alors une droite passant par l'origine des coordonnées (0,0). Dans ce cas, il est approprié d'utiliser un seul mélange étalon 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 tout point.

Note 3 à l'article: Si la fonction réponse définie en employant des mélanges étalon multiples est plus complexe, par exemple une droite ne passant pas par l'origine ou un polynôme du deuxième ou du troisième ordre, et si les différents éléments de cette fonction, par exemple le coefficient du polynôme, s'avèrent être 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.

2.5.1.10

encadrement

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

Note 1 à l'article: Cela revient à encadrer aussi étroitement que possible la valeur de la grandeur inconnue par deux valeurs relevées sur des matériaux de référence.

2.5.1.11

étalonnage multi-points

établissement d'une fonction d'étalonnage en utilisant plus de deux points d'étalonnage

Note 1 à l'article: Dans un étalonnage multi-points (aussi appelé «multi-niveaux») les courbes de réponse du détecteur sont déterminées pour chaque constituant sur les différentes plages à analyser en utilisant une série de mélanges de gaz de référence certifiés.

Note 2 à l'article: 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 niveaux de concentration nécessaires dépend de l'ordre du polynôme (courbe de réponse) à ajuster. Le nombre minimal de niveaux de concentration nécessaires est de trois pour le premier ordre, de cinq pour le second ordre et de sept pour le troisième ordre. En général, l'ordre d'ajustement des courbes de réponse n'est pas connu à l'avance, auquel cas il est conseillé d'effectuer l'analyse d'au moins sept niveaux de concentration de manière à détecter le comportement de troisième ordre du détecteur avec un haut degré de sensibilité de détection. Lorsque l'ordre de l'ajustement est connu, le nombre correspondant des niveaux de concentration peut être utilisé. Il convient que ces niveaux de concentration soient espacés de manière égale sur toute la plage de travail spécifiée de chaque composant. Il convient que la concentration la plus faible soit légèrement inférieure à la concentration minimale de la plage de travail et la concentration la plus élevée légèrement supérieure à la concentration maximale de cette plage.

2.5.1.12 **vérification**

fourniture de preuves tangibles qu'un élément donné satisfait à des exigences spécifiées

EXEMPLE Confirmation que les propriétés de performance ou les exigences légales d'un système de mesurage sont atteints.

Note 1 à l'article: Le cas échéant, il convient de prendre en considération l'incertitude de mesure.

Note 2 à l'article: L'élément peut être, par exemple un processus, une procédure de mesure, un matériau, un composé ou un système de mesurage.

Note 3 à l'article: Les exigences spécifiées peuvent être, par exemple le respect des spécifications d'un fabricant.

Note 4 à l'article: La vérification dans la métrologie légale, telle que définie dans le VIM 2007 [17], et dans l'évaluation de la conformité en général, se rapporte à l'examen et au marquage et/ou à la délivrance d'un certificat de vérification d'un système de mesure.

Note 5 à l'article: Il convient de ne pas confondre vérification avec étalonnage; toute vérification n'est pas une validation.

Note 6 à l'article: En chimie, la vérification de l'identité de l'entité concernée, ou de l'activité, nécessite une description de la structure ou des propriétés de cette entité ou activité.

2.5.1.13 **contrôle qualité**

surveillance du système de mesurage de façon régulière afin de détecter rapidement lorsque la méthode s'est détériorée, ou que l'étalonnage a dérivé, ou les deux

2.5.1.14 **carte de contrôle**

graphe dans lequel les valeurs de fraction molaire des constituants issues de chaque analyse du gaz de contrôle sont comparées avec la valeur moyenne et les droites des écarts-types de ± 2 et des écarts-types de ± 3 obtenues à partir des résultats des analyses initiales du gaz de contrôle

2.5.2 Analyse des gaz

2.5.2.1 Définitions générales

2.5.2.1.1 **fraction massique [volumique] [molaire]**

quotient de la masse [volume (dans des conditions spécifiées de pression et de température)] (quantité de substance) d'un constituant A par la somme des masses [somme des volumes (entendu avant mélange dans des conditions spécifiées de pression et de température)] (somme des quantités des substances) pour la totalité des constituants du mélange de gaz

2.5.2.1.2

concentration massique [molaire][volumique]

quotient de la masse [volume (dans des conditions spécifiées de pression et de température)] (quantité de substance) de chacun des constituants par le volume du mélange de gaz dans des conditions spécifiées de pression et de température

Note 1 à l'article: Les concentrations massiques, volumiques et molaires dépendent de la pression et de la température du mélange gazeux.

2.5.2.1.3

composition du gaz

fractions ou concentrations de tous les constituants déterminés par analyse du gaz naturel

2.5.2.1.4

analyse des gaz

méthodes et techniques de mesurage pour déterminer la composition du gaz

2.5.2.1.5

mesurage direct des constituants

mesurage dans lequel les constituants individuels ou groupes de constituants sont déterminés par comparaison avec des constituants identiques dans le mélange de gaz de référence

Note 1 à l'article: Les constituants principaux et associés sont généralement déterminés par mesurage direct.

2.5.2.1.6

mesurage indirect des constituants

mesurage dans lequel les constituants individuels ou groupes de constituants sont déterminés en utilisant des facteurs de réponse relatifs à un constituant de référence dans le mélange de gaz de référence

Note 1 à l'article: Les constituants à l'état de trace sont principalement déterminés par mesurage indirect.

2.5.2.2 Constituants analysés

2.5.2.2.1

constituant principal

constituant majeur

constituant dont la concentration influe sur les propriétés physiques

Note 1 à l'article: Les constituants principaux des gaz naturels sont, en règle générale: l'azote, le dioxyde de carbone et les hydrocarbures saturés du méthane jusqu'au pentane.

2.5.2.2.2

constituant associé

constituant mineur

constituant dont la concentration n'influe pas de manière significative sur les propriétés physiques

Note 1 à l'article: Les constituants associés sont, en règle générale: l'hélium, l'hydrogène, l'argon et l'oxygène.

2.5.2.2.3

constituant en traces

constituant présent à de très faibles niveaux de concentration

Note 1 à l'article: Les constituants en traces sont, en règle générale, les hydrocarbures ou groupes d'hydrocarbures au-delà du n-pentane et les constituants mentionnés en [2.5.2.3](#).

2.5.2.2.4**groupe de constituants**

constituants ayant des propriétés similaires et dont les fractions molaires sont si faibles que leur mesurage individuel serait difficile ou exigerait trop de temps, et qui sont mesurés en tant que groupe

Note 1 à l'article: 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 à l'article: Le groupe peut être constitué physiquement pour les besoins de l'analyse comme c'est le cas pour le rétrobalayage en chromatographie, ou mesuré individuellement et recombinaison par calcul. Dans le premier cas, la fidélité de mesurage du groupe sera probablement supérieure à la fidélité de mesurage des différents constituants.

Note 3 à l'article: 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 hydrocarbure, ce type de simplification conduirait à des erreurs grossières.

Note 4 à l'article: 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'alcane normal du groupe (C_6 pour C_{6+}).

2.5.2.2.5**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

2.5.2.2.6**constituant de référence**

constituant présent dans le WRM par rapport auquel sont définis les facteurs de réponse relative des constituants échantillons non présents dans le WRM

Note 1 à l'article: 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.

2.5.2.3 Constituants en traces

2.5.2.3.1

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 à l'article: 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 de carbones est zéro ou un. [Exemples de thiols (mercaptans) primaires: le méthanethiol (méthylmercaptan): $\text{CH}_3\text{-SH}$ ou l'éthanethiol (éthylmercaptan): $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{-SH}$].

Dans un groupe alkyle secondaire, ce nombre de carbones est deux. [Exemple de thiol (mercaptan) secondaire: le 2-propane-thiol (isopropylmercaptan): $(\text{CH}_3)_2\text{-CH-SH}$].

Dans un groupe alkyle tertiaire, ce nombre de carbones est trois. [Exemple de thiol (mercaptan) tertiaire: le 2-méthylpropane-2-thiol (butylmercaptan tertiaire): $(\text{CH}_3)_3\text{-CH-SH}$].

Note 2 à l'article: Les thiols (mercaptans) sont les équivalents soufrés des alcools.

2.5.2.3.2

sulfure d'alkyle

thioether

composé organique soufré de formule générale R-S-R¢ (où 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 à l'article: Les groupes alkyles sont identiques ($\text{R} = \text{R}¢$) dans les sulfures symétriques (par exemple le sulfure de diéthyle: $\text{C}_2\text{H}_5\text{-S-C}_2\text{H}_5$), ou différents ($\text{R} \neq \text{R}¢$) dans les sulfures asymétriques, (par exemple le sulfure d'éthylméthyle: $\text{CH}_3\text{-S-C}_2\text{H}_5$).

Note 2 à l'article: Les sulfures sont les équivalents soufrés des éthers et on les appelle également thioéthers.

2.5.2.3.3

disulfure d'alkyle

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

Note 1 à l'article: Les groupes alkyles sont identiques ($\text{R} = \text{R}¢$) dans les disulfures symétriques (par exemple le disulfure de diméthyle: $\text{CH}_3\text{-S-S-CH}_3$), ou différents ($\text{R} \neq \text{R}¢$) dans les disulfures asymétriques (par exemple le disulfure d'éthylméthyle: $\text{CH}_3\text{-S-S-C}_2\text{H}_5$).

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

2.5.2.3.4

sulfure de carbonyle

COS

composé soufré trouvé dans le gaz naturel, qui contribue à la teneur totale en soufre

Note 1 à l'article: Dans certaines conditions particulières, il peut être dérivé de H_2S ou converti en H_2S .

2.5.2.3.5

sulfure cyclique (thioéther)

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.

2.5.2.3.6**glycol**

dialcool liquide ($\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2-\text{O}-(\text{CH}_2-\text{CH}_2-\text{O})_X\text{H}$, où $X = 0, 1, 2, \dots, n$) utilisé comme antigel et, dans certaines opérations de traitement, comme agent déshydratant

2.5.2.3.7**sulfure d'hydrogène** **H_2S**

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

2.5.2.3.8**mercaptan**

voir thioalcane ([2.5.2.3.1](#))

[SOURCE: (alkylmercaptan) ([2.5.2.3.1](#))]

2.5.2.3.9**soufre mercaptique**

voir soufre thiolique ([2.5.2.3.12](#))

2.5.2.3.10**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

2.5.2.3.11**soufre organique**

terme communément utilisé pour désigner tous les composés soufrés du gaz naturel à l'exception du sulfure d'hydrogène (hydrogène sulfuré), disulfure de carbone (CS_2), et sulfure de carbonyle (COS)

EXEMPLE Ces composés soufrés comprennent le thiophène ($\text{C}_4\text{H}_4\text{S}$) et ses homologues, les thioalcanes (alkylmercaptans) tels que le méthanethiol (méthylmercaptan), (CH_3-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.

2.5.2.3.12**soufre thiolique (mercaptique)**

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

2.5.2.3.13**thiol**

voir thioalcane ([2.5.2.3.1](#))

[SOURCE: (alkylmercaptan) ([2.5.2.3.1](#))]

2.5.2.3.14**soufre total**

quantité totale de soufre trouvée dans le gaz naturel

2.5.2.4 Réponse de l'analyseur**2.5.2.4.1****réponse**

signal de sortie d'un système de mesurage

Note 1 à l'article: La réponse chromatographique est la surface de pic ou la hauteur de pic pour un certain constituant.

2.5.2.4.2**facteur de réponse**

rapport entre la fraction molaire d'un constituant dans le mélange étalon et la réponse de ce constituant

2.5.2.4.3

facteur de réponse relatif

rapport de la fraction molaire du constituant j sur la fraction molaire du constituant de référence qui donne une réponse identique du détecteur

2.5.2.4.4

fonction de réponse

fonction décrivant la réponse du détecteur et obtenue après un étalonnage multi-points effectué sur un constituant dans la gamme à analyser

Note 1 à l'article: Voir la note de la définition de l'étalonnage multi-points en [2.5.1.11](#).

2.5.2.4.5

normalisation

2.5.2.4.5.1

normalisation conventionnelle (ou normalisation)

correction à l'unité de la somme des fractions molaires brutes (non traitées) dans une analyse complète du gaz naturel en appliquant le même ajustement proportionnel à tous les constituants mesurés

Note 1 à l'article: Si, dans une analyse, des constituants ne sont pas mesurés mais qu'à la place est donnée une fraction molaire fixe, alors la normalisation sera à l'unité moins le total obtenu pour les constituants indéterminés.

Note 2 à l'article: Le cas spécifique de l'application indépendante de la normalisation conventionnelle à chaque analyse d'une série d'analyses répétées d'un gaz naturel, avec les fractions molaires normalisées utilisées pour calculer les moyennes pour les constituants, est connu sous le nom de normalisation « run by run » ou « cycle par cycle ».

2.5.2.4.5.2

normalisation moyenne

méthode de normalisation par laquelle les analyses répétées pour chaque constituant sont moyennées pour former une série de moyennes, ces valeurs moyennes étant ensuite normalisées

2.5.2.4.6

résolution chromatographique

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

Note 1 à l'article: La résolution est définie comme deux fois la distance entre les sommets des pics désignés divisée par la somme des intersections avec la ligne de base des tangentes à la mi-hauteur des sommets.

2.5.2.5 Mélanges de gaz étalon

2.5.2.5.1 Définitions générales de métrologie

NOTE 1 à l'article Les définitions dans cette section sont tirées de divers documents qui sont cités. En cas d'évolution des documents de référence, les définitions dans la présente norme seront considérées comme celles qui sont appropriées pour élaborer des normes de l'ISO/TC193.

2.5.2.5.1.1

matériau de référence

MR

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 mesure ou à l'attribution de valeurs à des matériaux [Guide ISO 30^[21]]

Note 1 à l'article: Un matériau de référence peut être un gaz pur, un mélange de gaz ou un solide.

Note 2 à l'article: Dans le domaine de l'analyse des gaz, un matériau de référence est un mélange de gaz de composition et/ou de propriétés connues qui est raccordable en une ou plusieurs étapes à des étalons nationaux ou internationaux.

EXEMPLE Il existe plusieurs types de matériaux de référence. Un matériau de référence interne est un MR développé par un utilisateur pour son propre usage interne. Un matériau de référence externe est un MR fourni par quelqu'un d'autre que l'utilisateur. Un matériau de référence certifié (MRC) est un MR délivré et certifié par un organisme reconnu comme étant compétent pour le faire.

2.5.2.5.1.2

matériau de référence certifié

MRC

matériau de référence, accompagné d'un certificat, dont une ou plusieurs valeurs de propriétés sont certifiées par une procédure qui établit son raccordement à une valeur exacte de l'unité dans laquelle les valeurs de propriété sont exprimées et pour laquelle chaque valeur certifiée est accompagnée d'une incertitude à un niveau de confiance indiqué [Guide ISO 30 [\[21\]](#)]

2.5.2.5.1.3

système de mesure de référence

représente non seulement un instrument de mesure, mais l'ensemble des procédures, opérations et conditions environnementales associées à cet instrument

2.5.2.5.1.4

traçabilité

propriété d'un résultat de mesure ou de la valeur d'un étalon grâce à laquelle il peut être relié à des étalons établis, généralement nationaux ou internationaux, par l'intermédiaire d'une chaîne ininterrompue de comparaisons, toutes avec leurs incertitudes associées [Guide ISO 30 [\[21\]](#)]

Note 1 à l'article: Le concept est souvent exprimé par l'adjectif traçable.

Note 2 à l'article: Il convient de noter que la traçabilité n'existe que lorsque des preuves scientifiques rigoureuses sont collectées de façon régulière montrant que le mesurage donne des résultats documentés pour lesquels l'incertitude de mesure totale est quantifiée (Note technique 1297 du NIST: édition 1994).

Note 3 à l'article: La chaîne ininterrompue de comparaisons est appelée chaîne de traçabilité.

2.5.2.5.1.5

étalon

réalisation de la définition d'une grandeur donnée, avec une valeur déterminée et une incertitude de mesure associée, utilisée comme référence VIM 2007 [\[20\]](#)

2.5.2.5.1.6

série d'étalons

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

Note 1 à l'article: Adapté du VIM 2007. [\[20\]](#)

2.5.2.5.1.7

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 2007 [\[20\]](#)

Note 1 à l'article: Le concept d'étalon primaire est valable aussi bien pour les unités de base que pour les unités dérivées.

Note 2 à l'article: Un étalon primaire n'est jamais utilisé directement pour réaliser des mesurages sauf à titre de comparaison avec des étalons de référence. C'est en général le laboratoire national d'essais du pays qui est responsable de la conservation de l'étalon primaire.

2.5.2.5.1.8

étalon secondaire

étalon établi par étalonnage par rapport à un étalon primaire d'une grandeur de même nature
VIM 2007[20]

2.5.2.5.1.9

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

2.5.2.5.1.10

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

Note 1 à l'article: Un laboratoire national d'essais garantit que les étalons nationaux sont des étalons primaires.

2.5.2.5.1.11

étalon de référence

étalon conçu pour l'étalonnage d'autres étalons de grandeurs de même nature dans une organisation donnée ou en un lieu donné
VIM 2007 [20]

2.5.2.5.1.12

étalon de travail

étalon qui est utilisé couramment pour étalonner ou contrôler des instruments de mesure ou des systèmes de mesure

Note 1 à l'article: Un étalon de travail est habituellement étalonné par rapport à un étalon de référence.

VIM 2007 [20]

2.5.2.5.1.13

étalon de transfert

étalon utilisé comme intermédiaire pour comparer entre eux des étalons

2.5.2.5.2 Définitions relatives aux mélanges de gaz

2.5.2.5.2.1

mélanges de gaz étalons primaires

PSM

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

2.5.2.5.2.2

mélanges de gaz étalons secondaires

mélanges de gaz dont les niveaux de composition ont été validés par comparaison directe avec un PSM

Note 1 à l'article: 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[4] et doit être vérifié conformément à l'ISO 6143[5]. La concentration des constituants peut être déterminée par comparaison avec celles d'un PSM de composition étroitement liée, conformément à l'ISO 6143[5].

2.5.2.5.2.3**mélanges de gaz étalons de travail****WRM**

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 à l'article: 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[[4]] et doivent être vérifiés conformément à l'ISO 6143[[5]]. La concentration des constituants peut être déterminée par comparaison avec celles d'un MRC de composition étroitement liée, conformément à l'ISO 6143[[5]].

2.5.2.5.2.4**gaz de contrôle**

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

Note 1 à l'article: Un gaz de contrôle peut être soit un gaz échantillon de composition déterminée conformément à l'ISO 6143[[5]], soit un mélange à plusieurs constituants préparé conformément à l'ISO 6142[[4]]. Un gaz de contrôle est utilisé pour calculer la moyenne (m) et l'écart-type (s) de la concentration des constituants détectés pour la préparation des graphes de contrôle pertinents.

2.6 Propriétés physiques et chimiques**2.6.1 Conditions de référence****2.6.1.1****conditions de référence de combustion**

température t et pression p spécifiées auxquelles un combustible est théoriquement brûlé

2.6.1.2**conditions de référence du mesurage**

température t et pression p spécifiées auxquelles la quantité de combustible à brûler est théoriquement déterminée

Note 1 à l'article: Il n'y a pas de raison a priori pour que les conditions de référence du mesurage soient les mêmes que les conditions de référence de combustion.

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 à l'état sec

2.6.1.4**conditions standard de référence ISO**

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 à l'état sec

Note 1 à l'article: Les conditions 273,15 K, 101,325 kPa et 288,15 K, 101,325 kPa sont communément appelées conditions "normales" et "standard (métriques)" respectivement dans la pratique de mesurage du gaz. Cet usage ne doit pas être confondu avec «TPN» (température et pression normales) et «TSP» (température et pression standard), qui tous deux font référence conventionnellement à des conditions anciennes. Pour TPN et TPS il n'y a aucune restriction sur 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:

$$pV_m = RT$$

où

p est la pression absolue;

T est la température thermodynamique;

V_m est le volume molaire;

R est la constante molaire des gaz, dans des unités cohérentes.

$$(R = 8,314\,462\,1 \text{ J/mol.K})$$

Aucun gaz réel n'obéit à cette loi. Pour les gaz réels, l'équation doit donc être réécrite comme suit:

$$pV_m = Z(p, T, x_i) \cdot RT$$

où

$Z(p, T, x_i)$ est une variable, souvent proche de l'unité pour les gaz et connue sous le nom de facteur de compression.

2.6.2.2

facteur de compression

Z

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 comme suit:

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

où

$$V_m(\text{idéal}) = RT/p$$

Ainsi

$$Z(p, T, x_i) = pV_m/(RT)$$

où

p est la pression absolue;

T est la température thermodynamique;

V_m est le volume molaire du gaz;

R est la constante molaire des gaz, dans des unités cohérentes.

Note 1 à l'article: Le facteur de compression est une grandeur sans dimension généralement proche de l'unité pour un gaz proche des conditions de référence standard ou normales.

Note 2 à l'article: Dans la plage des pressions et des températures rencontrées pendant le transport de gaz, le facteur de compression peut différer sensiblement de l'unité.

Note 3 à l'article: Les termes "facteur de compressibilité" et "facteur Z" sont des synonymes de facteur de compression.

2.6.3 Masse volumique

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 1 à l'article: 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) qui serait contenue dans le même volume aux mêmes conditions de référence

Note 1 à l'article: Une définition équivalente est donnée par le quotient 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;

$\rho(p_{src}, T_{src})$ est la masse volumique aux conditions standard de référence de température et de pression.

Note 2 à l'article: [ne s'applique qu'à l'anglais].

2.6.4 Propriété de combustion

2.6.4.1

pouvoir calorifique supérieur

quantité de chaleur qui serait libérée par la combustion complète avec de l'oxygène d'une quantité déterminée de gaz, de sorte que la pression p à laquelle la réaction a lieu reste constante, et que tous les produits de combustion sont retournés à la même température spécifiée T que celle des réactifs, tous ces produits étant à l'état gazeux, à l'exception de l'eau formée par la combustion, qui est condensée à l'état liquide à T

Note 1 à l'article: Lorsque la quantité de gaz est spécifiée sur une base molaire, le pouvoir calorifique est désigné comme étant $(H)_S(T_1, p_1)$; sur une base massique le pouvoir calorifique supérieur est désigné comme étant $(H_m)_S(T_1, p_1)$. Lorsque la quantité de gaz est spécifiée sur une base volumétrique, le pouvoir calorifique supérieur est désigné comme étant $(H_v)_S(T_1, p_1; T_2, p_2)$, où $T_1, p_1; T_2, p_2$ sont respectivement les conditions de référence de combustion et les conditions de référence de mesure.

Note 2 à l'article: L'anglais dispose de plusieurs termes pour désigner le pouvoir calorifique supérieur.

Note 3 à l'article: Dans l'usage courant, et en l'absence de tout autre qualificatif, le terme pouvoir calorifique est considéré comme étant le pouvoir calorifique supérieur.

2.6.4.2

pouvoir calorifique inférieur

quantité de chaleur qui serait libérée par la combustion complète avec de l'oxygène d'une quantité déterminée de gaz, de sorte que la pression p à laquelle la réaction a lieu reste constante, et que tous les produits de combustion sont retournés à la même température spécifiée T que celle des réactifs, tous ces produits étant à l'état gazeux

Note 1 à l'article: Lorsque la quantité de gaz est spécifiée sur une base molaire, le pouvoir calorifique est désigné comme étant $(H)_i(T_1, p_1)$; sur une base massique le pouvoir calorifique supérieur est désigné comme étant $(H_m)_i(T_1, p_1)$. Lorsque la quantité de gaz est spécifiée sur une base volumétrique, le pouvoir calorifique inférieur est désigné comme étant $(H_v)_i(T_1, p_1; T_2, p_2)$, où $T_1, p_1; T_2, p_2$ sont respectivement les conditions de référence de combustion et les conditions de référence de mesure.

Note 2 à l'article: L'anglais dispose de plusieurs termes pour désigner le pouvoir calorifique inférieur.

2.6.4.3

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 à l'article: L'indice de Wobbe peut être l'indice supérieur (suffixe «S») ou l'indice inférieur (suffixe «I») selon le pouvoir calorifique considéré.

2.6.5 Points de rosée

2.6.5.1 Point de rosée eau

2.6.5.1.1

point de rosée eau

température à laquelle la vapeur d'eau commence à condenser à une pression spécifiée

Note 1 à l'article: Pour toute pression inférieure à la pression spécifiée, il ne se produit pas de condensation de l'eau à cette température de point de rosée eau.

2.6.5.1.2

teneur en eau

concentration en masse de la quantité totale de l'eau contenue dans un gaz

Note 1 à l'article: La teneur en eau est exprimée en unité de masse par unité de volume.

Note 2 à l'article: Pour un gaz en dessous de son point de rosée eau, l'eau est considérée sous forme de liquide ou de vapeur; mais pour un gaz au-dessus de son point de rosée eau, l'eau n'est considérée que sous forme de vapeur.

Note 3 à l'article: La teneur en eau peut être également exprimée en fraction molaire ou de volume.

2.6.5.2 Point de rosée hydrocarbure

2.6.5.2.1

point de rosée hydrocarbures

HCDP

température à laquelle les vapeurs d'hydrocarbure commencent à condenser à une pression spécifiée

Note 1 à l'article: En thermodynamique chimique, le «vrai» point de rosée hydrocarbures est la température (à une pression spécifiée) à laquelle la fugacité des phases gazeuse et liquide est identique. Comme la mesure du point de rosée implique la réduction de la température du système, ceci équivaut à la température à laquelle la première apparition de la phase liquide se produit. À ce point, la quantité de phase liquide est infiniment petite. Comme aucun instrument ou observateur n'est capable de détecter ce montant infiniment petit, la valeur mesurée par un instrument à miroir refroidi (point de rosée hydrocarbures mesuré) diffère du «vrai» point de rosée hydrocarbures. Selon la composition du gaz et la sensibilité du système de détection du point de rosée hydrocarbure de l'instrument automatique à miroir refroidi ou de l'observateur (instrument à miroir refroidi manuel), le point de rosée hydrocarbures mesuré peut être considérablement plus bas que le «vrai» point de rosée hydrocarbures.