

DIN EN ISO 14532

ICS 01.040.75; 75.060

**Erdgas –
Begriffe (ISO 14532:2001, enthält Corrigendum 1:2002);
Deutsche Fassung EN ISO 14532:2005**

Natural gas –
Vocabulary (ISO 14532:2001, including Corrigendum 1:2002);
German version EN ISO 14532:2005

Gaz naturel –
Vocabulaire (ISO 14532:2001, Corrigendum 1:2002 inclus);
Version allemande EN 14532:2005

Gesamtumfang 49 Seiten

Normenausschuss Gastechnik (NAGas) im DIN

Nationales Vorwort

ISO 14532:2001 einschließlich des Corrigendums 1:2002 wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 193 „Natural gas“ der ISO erarbeitet und durch CMC als EN ISO 14532:2005 übernommen.

Das zuständige deutsche Gremium ist der Normenausschuss Gastechnik (NAGas) im DIN Deutsches Institut für Normung e.V., unter dessen Mitwirkung diese Norm erstellt wurde.

Diese Norm enthält keine sicherheitstechnischen Festlegungen.

Diese Norm ist Teil des DVGW-Regelwerks „Gas“.

Deutsche Fassung

Erdgas — Begriffe
(ISO 14532:2001, enthält das Corrigendum 1:2002)

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

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

Diese Europäische Norm wurde vom CEN am 17. April 2005 angenommen.

Die CEN-Mitglieder sind gehalten, die CEN/CENELEC-Geschäftsordnung zu erfüllen, in der die Bedingungen festgelegt sind, unter denen dieser Europäischen Norm ohne jede Änderung der Status einer nationalen Norm zu geben ist. Auf dem letzten Stand befindliche Listen dieser nationalen Normen mit ihren bibliographischen Angaben sind beim Management-Zentrum oder bei jedem CEN-Mitglied auf Anfrage erhältlich.

Diese Europäische Norm besteht in drei offiziellen Fassungen (Deutsch, Englisch, Französisch). Eine Fassung in einer anderen Sprache, die von einem CEN-Mitglied in eigener Verantwortung durch Übersetzung in seine Landessprache gemacht und dem Management-Zentrum mitgeteilt worden ist, hat den gleichen Status wie die offiziellen Fassungen.

CEN-Mitglieder sind die nationalen Normungsinstitute von Belgien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, den Niederlanden, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, der Schweiz, der Slowakei, Slowenien, Spanien, der Tschechischen Republik, Ungarn, dem Vereinigten Königreich und Zypern.



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

Management-Zentrum: rue de Stassart, 36 B- 1050 Brüssel

Inhalt

Seite

Vorwort	3
Einleitung.....	4
1 Anwendungsbereich	5
2 Begriffe	5
2.1 Allgemeine Begriffe	5
2.1.1 Erdgas.....	5
2.1.2 Rohrnetz	8
2.2 Messverfahren.....	9
2.2.1 Allgemeine Begriffe	9
2.2.2 Besondere Verfahren	9
2.3 Probenahme	11
2.3.1 Probenahmeverfahren.....	11
2.3.2 Einrichtungen zur Probenahme	12
2.3.3 Einrichtungen zur Probenahme und Aufbereitung	13
2.3.4 Andere Begriffe	13
2.4 Analytische Systeme	14
2.5 Analyse	16
2.5.1 Messwesen	16
2.5.2 Kalibrierung und Qualitätskontrolle	18
2.5.3 Gasanalyse	20
2.5.4 Statistiken	30
2.6 Physikalische und chemische Eigenschaften	30
2.6.1 Referenzbedingungen	30
2.6.2 Verhalten von idealem und realem Gas	31
2.6.3 Dichte	33
2.6.4 Verbrennungseigenschaften	34
2.6.5 Taupunkte	35
2.6.6 Andere Begriffe	36
2.7 Austauschbarkeit.....	36
2.8 Odorierung	37
Anhang A (informativ) Tiefstellungen, Symbole und Einheiten	38
A.1 Symbole und Tiefstellungen.....	38
A.1.1 Symbole	38
A.1.2 Tiefstellungen.....	39
A.2 Umrechnungsfaktoren für Druck, Temperatur, Länge und Energie.....	40
A.2.1 Druck.....	40
A.2.2 Temperatur	40
A.2.3 Länge	40
A.2.4 Energie.....	40
A.3 Auflistung von Abkürzungen.....	41
Literaturhinweise	42
Alphabetisches Wörterverzeichnis	45

Vorwort

Der Text von ISO 14532:2001 wurde vom Technischen Komitee ISO/TC 193 „Natural Gas“ der International Organization for Standardization (ISO) erarbeitet und wurde als EN ISO 14532:2005 von CMC übernommen.

Diese Europäische Norm muss den Status einer nationalen Norm erhalten, entweder durch Veröffentlichung eines identischen Textes oder durch Anerkennung bis November 2005, und etwaige entgegenstehende nationale Normen müssen bis November 2005 zurückgezogen werden.

Entsprechend der CEN/CENELEC-Geschäftsordnung sind die nationalen Normungsinstitute der folgenden Länder gehalten, diese Europäische Norm zu übernehmen: Belgien, Dänemark, Deutschland, Estland, Finnland, Frankreich, Griechenland, Irland, Island, Italien, Lettland, Litauen, Luxemburg, Malta, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Portugal, Schweden, Schweiz, Slowakei, Slowenien, Spanien, Tschechische Republik, Ungarn, Vereinigtes Königreich und Zypern.

Anerkennungsnotiz

Der Text von ISO 14532:2001 wurde vom CEN als EN ISO 14532:2005 ohne irgendeine Abänderung genehmigt.

Einleitung

Das Technische Komitee ISO/TC 193 „Natural gas“ wurde im Mai 1989 gegründet zum Zweck der Erarbeitung neuer Internationaler Normen und der Überarbeitung bereits vorhandener Internationaler Normen, die sich auf Erdgas beziehen. Dies beinhaltet die Gasanalyse, die direkte Messung von Eigenschaften, die Bestimmung der Beschaffenheit und die Rückverfolgbarkeit von Daten.

Seine Aktivitäten hatten zu Beginn nicht die Erstellung einer vollständigen und einheitlichen Übersicht der in Internationalen Normen verwendeten Definitionen, Symbole und Abkürzungen zum Inhalt. Mit der Entwicklung Internationaler Normen wurden Begriffe zur Erläuterung bestimmter Sachverhalte geschaffen. Dabei ging jedoch häufig die Einheitlichkeit und der Zusammenhang zwischen den Normen verloren.

Es besteht nun die Notwendigkeit, die sich in den Internationalen Normen auf Erdgas beziehenden Begriffe zu vereinheitlichen. Mit Hilfe der vorliegenden Internationalen Norm ist beabsichtigt, diese Begriffe in die von ISO/TC 193 herausgegebenen Internationalen Normen einzuarbeiten.

Damit wird eine zusammenhängende Grundlage für Internationale Normen geschaffen, in der sich die Begriffe gegenseitig erläutern. Ausdrücke und Begriffe, die in allen Internationalen Normen gleich und unzweideutig verwendet werden, sind der Ausgangspunkt für das Verständnis und die Anwendung jeder Internationalen Norm.

Zur einfachen Anwendung wurde diese Norm wie folgt aufgebaut:

- Die Hauptüberschriften weisen auf bestimmte Fachgebiete der Gasindustrie. Darunter sind alle Begriffe, die zu dem jeweiligen Gebiet gehören und aus von ISO/TC 193 herausgegebenen Internationalen ISO-Normen zusammengetragen worden sind, aufgeführt. Ein Inhaltsverzeichnis soll das Auffinden bestimmter Ausdrücke erleichtern.
- Wo es wichtig erschien, wurden unter zahlreichen Begriffen Anmerkungen zur ausführlicheren Information eingefügt. Diese Anmerkungen sind nicht Bestandteil des Begriffes.

1 Anwendungsbereich

Diese Internationale Norm legt Ausdrücke, Begriffe, Symbole und Abkürzungen fest, die auf dem Gebiet des Erdgases angewendet werden.

Die Ausdrücke und Begriffe wurden in der Absicht überprüft und untersucht, alle Bedeutungen jedes einzelnen Ausdruckes abzudecken, wobei andere Quellen wie Europäische Normen des CEN (Europäisches Komitee für Normung), nationale Normen und im IGU-Wörterbuch der Gasindustrie aufgeführte Begriffe einbezogen wurden.

2 Begriffe

2.1 Allgemeine Begriffe

Zur Anwendung dieser Internationalen Norm gelten die folgenden Begriffe.

2.1.1 Erdgas

2.1.1.1

Erdgas

Naturgas

NG

gasförmiges Gemisch von Kohlenwasserstoffen, das hauptsächlich aus Methan, aber in viel kleineren Mengen auch aus Ethan, Propan und höheren Kohlenwasserstoffen sowie einigen nicht-brennbaren Gasen wie Stickstoff und Kohlenstoffdioxid besteht

ANMERKUNG 1 Erdgas enthält im Allgemeinen auch kleinere Mengen an Spurengasen.

ANMERKUNG 2 Erdgas wird aus Rohgas oder verflüssigtem Erdgas hergestellt und aufbereitet und, falls erforderlich, so zusammengemischt, dass es für die direkte Verwendung geeignet ist (z. B. als gasförmiger Brennstoff).

ANMERKUNG 3 Erdgas bleibt unter den bei der Versorgung üblicherweise vorliegenden Temperatur- und Druckbedingungen im gasförmigen Zustand.

ANMERKUNG 4 Erdgas besteht hauptsächlich aus Methan (Stoffmengenanteil größer als 0,70) und hat einen Brennwert, der üblicherweise im Bereich zwischen 30 MJ/m^3 und 45 MJ/m^3 liegt. Es enthält ebenfalls Ethan (typischerweise bis zu 0,1 Stoffmengenanteil), Propan, Butane und höhere Alkane in stetig abnehmenden Mengen. Stickstoff und Kohlenstoffdioxid sind die wesentlichen nichtbrennbaren Bestandteile, deren Stoffmengenanteil typischerweise jeweils zwischen weniger als 0,01 bis zu 0,20 schwankt.

Erdgas wird aus Rohgas zur Verwendung als Brenngas in der Industrie, im Gewerbe und im Haushalt sowie als Grundstoff in der chemischen Industrie aufbereitet. Die Aufbereitung dient zur Verminderung des Gehaltes an möglicherweise korrosiven Bestandteilen wie Schwefelwasserstoff und Kohlenstoffdioxid sowie an anderen Bestandteilen wie Wasser und höheren Kohlenwasserstoffen, die möglicherweise beim Transport und bei der Verteilung des Gases auskondensieren können. Schwefelwasserstoff, organische Schwefelverbindungen und Wasser werden hierbei bis auf Spuren und hohe Bestandteile an Kohlenstoffdioxid auf einen Stoffmengenanteil von unter 0,05 vermindert.

Erdgas ist üblicherweise technisch frei von Aerosolen, von flüssigen und festen Bestandteilen.

In einigen Fällen kann Erdgas mit Stadtgas oder Koksofengas vermischt werden, was zu einem Wasserstoff- und Kohlenstoffmonoxidgehalt von bis zu 0,10 bzw. 0,03 im Mischgas führen kann. Auch geringe Mengen an Ethylen können dann vorhanden sein.

Auch mit Flüssiggas/Luft-Gemischen kann Erdgas vermischt werden, was zur Anwesenheit von Sauerstoff sowie zu wesentlich erhöhten Anteilen an Propan und Butanen führt.

ANMERKUNG 5 Das über Transportleitungen verteilte Erdgas ist so aufbereitet, dass es direkt als Brenngas in der Industrie, im Gewerbe und im Haushalt sowie als Grundstoff in der chemischen Industrie verwendet werden kann.

Die Aufbereitung dient zur Verminderung der korrosiven und giftigen Auswirkungen gewisser Gasbestandteile und zur Vermeidung der Kondensation von Wasser oder Kohlenwasserstoffen beim Transport und bei der Verteilung des Gases.

Schwefelwasserstoff und Wasser sollten nur in Spuren vorhanden sein und hohe Gehalte an Kohlenstoffdioxid vermieden werden.

2.1.1.2

Rohgas

an den Bohrlochköpfen entnommenes, noch nicht aufbereitetes Gas, das über Sammelleitungen zur Aufbereitungsanlage transportiert wird

ANMERKUNG Rohgas kann auch teilweise aufbereitetes Gas aus Bohrlochköpfen sein, das vor der Hauptaufbereitungsanlage entnommen wird.

2.1.1.3

Erdgas-Austauschgas (SNG)

hergestelltes Gas oder Mischgas, dessen Eigenschaften einen Austausch mit Erdgas erlauben

2.1.1.4

hergestelltes Gas

synthetisches Gas

aufbereitetes Gas, das Bestandteile enthalten kann, die nicht typisch für Erdgas sind

ANMERKUNG Hergestellte (synthetische) Gase können wesentliche Mengen chemischer Verbindungen enthalten, die nicht typisch für Erdgas sind, oder allgemein übliche Verbindungen enthalten, deren Mengenanteil, wie beim nassen Erdgas und sauren Erdgas, untypisch ist.

Hergestellte Gase werden folgenderweise in zwei unterschiedliche Kategorien eingeteilt:

- a) in Gase, die als synthetische oder Austauschgase vorgesehen sind und sowohl in ihrer Zusammensetzung als auch in ihren Eigenschaften richtigen Erdgasen sehr nahe kommen;
- b) in Gase, die, ob sie Erdgas bei der Versorgung ersetzen oder ihm zugemischt werden, in der Zusammensetzung dem Erdgas nicht sehr nahe kommen.

Im Fall a) kann die Zusammensetzung des hergestellten Gases möglicherweise nicht von der eines richtigen Erdgases unterschieden werden. Häufig besitzt jedoch ein hergestelltes Gas, selbst wenn es Inertgase und niedrige Kohlenwasserstoffe in ausreichenden Anteilen enthält, nicht wie ein richtiges Erdgas einen kennzeichnenden „Schwanz“ an höheren Kohlenwasserstoffen. Es kann zusätzlich kleine, aber bedeutsame Mengen an nicht-alkanen Kohlenwasserstoffen enthalten.

Der Fall b) schließt Stadtgas, (unverdünntes) Koksofengas und Flüssiggas/Luft-Gemische ein, die alle nicht in ihrer Zusammensetzung dem richtigen Erdgas ähnlich sind (selbst wenn es, wie beim Flüssiggas/Luft-Gemisch, mit Erdgas bei der Verwendung austauschbar ist).

2.1.1.5

Schwachgas

Erdgas mit einem Stoffmengenanteil an Stickstoff von mehr als 0,15 oder an Kohlenstoffdioxid von mehr als 0,05.

ANMERKUNG Nach ASTM D 4150 [47] ist Schwachgas ein Erdgas, das wenige oder keine als Flüssigprodukt gewinnbare Kohlenwasserstoffe enthält.

2.1.1.6

Reichgas

Erdgas mit einem Stoffmengenanteil an Ethan von mehr als 0,10 oder an Propan von mehr als 0,035

ANMERKUNG Nach ASTM D 4150 [47] ist Reichgas ein Erdgas, das kondensierbare, als Flüssigprodukte gewinnbare Kohlenwasserstoffe enthält.

2.1.1.7

nasses Erdgas

Gas, dessen Beschaffenheit für über Transportleitungen verteiltes Erdgas nicht ausreicht, da es unerwünschte Bestandteile wie Wasserdampf, freies Wasser und/oder flüssige Kohlenwasserstoffe in bedeutend größeren Mengen enthält, als nach den Beschaffenheitsanforderungen an leitungsgebundenes Erdgas zulässig ist¹⁾

1) siehe auch die drei Anmerkungen zu 2.1.1.8

2.1.1.8**saures Erdgas**

Gas, dessen Beschaffenheit für über Transportleitungen verteiltes Erdgas nicht ausreicht, da es unerwünschte Bestandteilen wie Schwefelwasserstoff oder Kohlenstoffdioxid in bedeutend größeren Mengen enthält, als nach den Beschaffenheitsanforderungen an leitungsgebundenes Erdgas zulässig ist

ANMERKUNG 1 Typische nasse und saure Erdgase können nicht aufbereitete (direkt am Bohrkopf entnommene) oder teilaufbereitete Erdgase sein und können auch kondensierte Kohlenwasserstoffe, Spuren an Carbonylsulfid und Dämpfe von Flüssigkeiten aus der Aufbereitung wie Methanol oder Glykole enthalten.

ANMERKUNG 2 Nach ASTM D 4150 [47] ist saures Erdgas ein Erdgas, das erhebliche Mengen an Schwefelverbindungen enthält und das dadurch wegen seiner Giftigkeit oder seiner korrosiven Eigenschaft auf Rohrleitungen und Ausrüstungsgegenstände ohne Reinigung praktisch nicht verwendbar ist. Im Gegensatz dazu ist süßes Erdgas ein Erdgas mit so geringen Mengen an Schwefelbestandteilen, dass es ohne Reinigung keine giftigen Auswirkungen und keine schädlichen Einflüsse auf Rohrleitungen und Ausrüstungsgegenstände hat.

ANMERKUNG 3 In Gegenwart von freiem Wasser kann Kohlenstoffdioxid eine wichtige Ursache von Korrosionsschäden an Rohrleitungen sein.

2.1.1.9**trockenes Erdgas**

Erdgas mit einem Wasser-Stoffmengenanteil von nicht mehr als 0,005 % [50 ppm (molar)] in der Dampfphase

ANMERKUNG Der Wasserdampfgehalt von Erdgas kann sowohl als Wasserkonzentration (ppm oder mg/m³) oder als Wassertaupunkt ausgedrückt werden. In der Literatur lassen sich zahlreiche Beziehungen zwischen Wasserdampfgehalt und Taupunkt finden. Experimentelle und theoretische Studien hierüber werden immer noch durchgeführt.

Die Kenntnis über den Wasserdampfgehalt im Erdgas ist von besonderem Interesse für den sicheren und wirkungsvollen Transport und die Verteilung des Gases. Der Wasserdampfgehalt im Erdgas kann verantwortlich sein für Korrosionserscheinungen (zum Beispiel in Gegenwart von Kohlenstoffdioxid, Schwefelwasserstoff oder Sauerstoff) und die Bildung von Hydraten. Ansammlungen von flüssigem Wasser können ebenfalls den Transportbetrieb behindern.

Die Anforderungen an trockenes Gas können sehr unterschiedlich sein und hängen ab von der Art der Anwendung (Transport, Verteilung, komprimiertes Erdgas für Fahrzeuge) und von den örtlichen Gegebenheiten (Länder mit sehr kaltem Klima haben gewöhnlich schärfere Anforderungen).

Transportgesellschaften tendieren dazu, sehr geringe Wassergehalte zu fordern, um die bei hohem Druck möglicherweise auftretenden Schwierigkeiten zu vermeiden. Oft wird der Wassergehalt als Wassertaupunkttemperatur bei einem bestimmten Druck angegeben. Dabei entsprechen im Allgemeinen die Bedingungen einem Bereich des Gehaltes an Wasser einem Stoffmengenanteil von 0,006 % [60 ppm (molar)] bis 0,008 % [80 ppm (molar)].

Am Ende des Rohrleitungsnetzes wird das Gas dem Abnehmer bei nahezu Atmosphärendruck verkauft. Es darf bei ihm einen Wasser-Stoffmengenanteil von bis zu ungefähr 2 % enthalten. Mit dem Abnehmer können Vereinbarungen hinsichtlich des Preises in Abhängigkeit davon, ob das Gas unter Verteilungsbedingungen nass oder trocken ist, getroffen werden. Bei diesen Vereinbarungen können andere Ansichten über „nass“ und „trocken“ zugrunde gelegt sein, als es für Transportzwecke erforderlich sind. Im Vereinigten Königreich (UK) wird Gas als trocken angesehen, wenn der Wassergehalt einen Stoffmengenanteil von weniger als etwa 0,06 % [600 ppm (molar)] aufweist, und es kann von einem öffentlichen Gasversorgungsunternehmen als ein Gas ohne Wassergehalt an den Abnehmer verkauft werden. Die Anforderungen, ein verteiltes Gas als trocken zu bezeichnen, können von Land zu Land sehr unterschiedlich sein.

Üblicherweise wird in den Vereinigten Staaten (USA) Erdgas mit einem Wassergehalt bei einem Stoffmengenanteil von etwa 0,015 % [7 lb/10⁶ft³ oder etwa 150 ppm (molar)] unter Standardreferenzbedingungen oder 0,014 % [140 ppm (molar)] unter Normalreferenzbedingungen als „trocken“ angesehen.

2.1.1.10**Hochdruck-Erdgas**

Erdgas bei einem Druck von mehr als 200 kPa

ANMERKUNG In vielen nationalen Normen wird der Begriff Hochdruck-Erdgas bei einem Druck von mehr 100 kPa verwendet. Aus praktischen Gründen ist für die Anwendung in Laboratorien der Wert auf 200 kPa festgesetzt.

2.1.1.11

Niederdruck-Erdgas

Erdgas bei einem Druck zwischen 0 kPa und 200 kPa

ANMERKUNG Dieser Bereich stimmt mit dem in der ISO 10715 [13] genannten überein.

2.1.1.12

komprimiertes Erdgas

CNG

Erdgas, das als Brennstoff in Fahrzeugen verwendet wird und das im gasförmigen Zustand auf bis zu 20 000 kPa verdichtet vorliegt

2.1.1.13

Flüssigerdgas

LNG

Erdgas, das nach der Aufbereitung zum Zwecke der Speicherung oder des Transportes verflüssigt worden ist

ANMERKUNG Verflüssigtes Erdgas wird wiederverdampft und als Erdgas zur Weiterleitung und Verteilung in Rohrleitungssysteme eingespeist.

2.1.1.14

Gasbeschaffenheit

Eigenschaften des Erdgases aufgrund seiner Zusammensetzung und seiner physikalischen Kennwerte

2.1.2 Rohrnetz

2.1.2.1

Transportleitungsnetz

Fernleitungsnetz

ationale wie auch internationale Systeme miteinander verbundener Rohrleitungen, die dem Transport des Erdgases zu örtlichen Gasverteilungsnetzen dienen

2.1.2.2

örtliches Gasverteilungsnetz

Gashauptleitungen und Verteilungsleitungen, über die das Erdgas direkt zum Abnehmer gelangt

2.1.2.3

Übergabestelle

Stelle, an der das Erdgas vom Transportleitungsnetz an das örtliche Gasverteilungsnetz übergeben wird

2.1.2.4

Einspeisestelle

Stelle, an der ein Erdgasanbieter in das Transportleitungsnetz einspeist

2.1.2.5

Einspeisestation

System von Rohrleitungen, Mess- und Regeleinrichtungen (Druckregelung) und Zusatzeinrichtungen an der Einspeisestelle in das Transportleitungsnetz zur Überleitung des Erdgases an einen anderen Verantwortlichen

2.1.2.6

Ausspeisestation

Übergabestation

System von Rohrleitungen, Mess- und Regeleinrichtungen (Druckregelung) und Zusatzeinrichtungen für die Überleitung von Erdgas aus dem Transportleitungsnetz in das örtliche Gasverteilungsnetz

ANMERKUNG 1 Ausspeisestationen werden oft auch Übergabestationen genannt.

ANMERKUNG 2 Zur Überleitung des Erdgases an einen anderen Verantwortlichen in ein Transportleitungsnetz und aus dem Fernleitungsnetz an das örtliche Gasverteilungsnetz sind Einrichtungen erforderlich, die so konstruiert und eingebaut sind, dass den physischen Erfordernissen beider Partner entsprochen und eine beide Seiten befriedigende Genauigkeit der Energiemessung gewährleistet wird.

2.2 Messverfahren

2.2.1 Allgemeine Begriffe

2.2.1.1

absolute Messung

Messung einer Eigenschaft aus Basismessgrößen

ANMERKUNG Zum Beispiel die Bestimmung der Masse eines Gases durch den Vergleich mit zertifizierten Massen.

2.2.1.2

direkte Messung

Messung der Eigenschaft aus Größen, die an sich die Eigenschaft bestimmen

ANMERKUNG Zum Beispiel die Bestimmung des Heizwertes eines Gases durch thermometrische Messung der als Wärme während der Verbrennung einer bekannten Gasmenge freiwerdenden Energie.

2.2.1.3

indirekte Messung

Messung der Eigenschaft aus Größen, die an sich die Eigenschaft nicht bestimmen, aber in einem bekannten Zusammenhang mit der Eigenschaft stehen

ANMERKUNG Zum Beispiel die Bestimmung des Heizwertes aus der Messung des bei stöchiometrischer Verbrennung erforderlichen Gas/Luftverhältnisses, das linear mit dem Heizwert zusammenhängt.

2.2.1.4

Messung durch Herleitung

Messung der Eigenschaft durch den Vergleich oder die Interpolation von Messwerten, die mit anerkannten Referenzmaterialien an einem kalibrierten Messgerät ermittelt wurden

ANMERKUNG Zum Beispiel die Bestimmung des Heizwertes durch ein Messverfahren, bei dem durch die Verbrennung des Gases ein Temperaturanstieg in einer Wärmeträgerflüssigkeit verursacht wird und das unter Verwendung einer Substanz mit bekanntem Heizwert kalibriert worden ist. Messungen durch Herleitung können sowohl direkt als auch indirekt sein.

2.2.1.5

Messverfahren zur direkten Messung von Eigenschaften

Verfahren zur Bestimmung der physikalischen Eigenschaften von Erdgas, die keine ins Einzelne gehende Analyse der Bestandteile des Gases erfordert

ANMERKUNG Solche Messungen beziehen sich auf die „gesamte“ Gasprobe. Einige Messgeräte sind im Hinblick auf einen korrekten Betrieb auf die Abwesenheit bestimmter Bestandteile angewiesen und können weitere Analysenergebnisse zur Sicherstellung dieser Abwesenheit erfordern.

Es gibt verschiedene Messverfahren, jedoch sind die Unterschiede zwischen den Kategorien nicht immer klar. Es ist möglich, dass eine Messung zu mehr als einer Kategorie gehört.

2.2.1.6

relative Messung

Messung einer Eigenschaft durch Vergleich oder Differenzermittlung zu einem mit anerkanntem Referenzmaterial ermittelten Normwert der Eigenschaft

ANMERKUNG Zum Beispiel die Bestimmung der Dichte eines Gases aus dem Quotient der Masse, die in einem gegebenen Volumen enthalten ist, und der Masse von Luft, die im selben Volumen bei derselben Temperatur und demselben Druck enthalten ist, multipliziert mit der Dichte der Luft bei dieser Temperatur und diesem Druck.

2.2.2 Besondere Verfahren

2.2.2.1

gaschromatographisches Verfahren

Analysenverfahren, bei dem die Bestandteile eines Gasgemisches durch Gaschromatographie getrennt werden

ANMERKUNG Die Probe wird mit einem Trägergasstrom über eine Säule geleitet, an der die unterschiedlichen Bestandteile unterschiedlich stark adsorbiert und desorbiert werden. Aufgrund der unterschiedlichen Wanderungsgeschwindigkeit treten die einzelnen Komponenten zu unterschiedlichen Zeiten aus der Säule aus.

2.2.2.2

potenziometrisches Verfahren

Analysenverfahren, bei dem eine bekannte Gasmenge durch eine Lösung geleitet wird, wobei ein bestimmter Gasbestandteil oder eine Gruppe von Bestandteilen selektiv absorbiert werden, und anschließend der in der Lösung absorbierte Teil durch potenziometrische Titration ausgewertet wird

ANMERKUNG Das Ergebnis ist eine Titrationskurve, die die potenziometrischen Endpunkte für die gesuchten Bestandteile gegenüber den erforderlichen Titrationslösungen zeigt. Aus diesen Daten können die Konzentrationen der verschiedenen Bestandteile berechnet werden.

2.2.2.3

potenziometrische Titration

Verfahren, bei dem die Reaktion des Gasbestandteils mit dem Titranten proportional zu seiner Konzentration ist und mit der Schwankung des Potentials innerhalb der Zelle gemessen wird

ANMERKUNG Die Volumenzunahmen durch zugefügte Titranten (Titrationslösungen) bestimmen den zu messenden Potenzialunterschied. Unterschiedliche Volumenzunahmen des Titranten, besonders kleine Volumenzunahmen nahe den Endpunkten, können eine bessere Bewertung der Endpunkte erlauben.

2.2.2.4

Fällungstitration

Verfahren zur Bestimmung des Gehaltes an Sulfationen in einer Lösung durch Einleitung einer Bariumsalzlösung und Messung der durch die Bildung von unlöslichem Bariumsulfat verursachten Trübung

ANMERKUNG 1 Dieses Verfahren gilt für Lösungen mit einem Gesamtschwefelgehalt von unter 0,1 mg.

ANMERKUNG 2 Beim Titrationsvorgang wird ein Photometer mit galvanometrischer Anzeige verwendet, um den Beugungspunkt zu bestimmen. Aus diesen Daten kann der Gesamtschwefelgehalt berechnet werden, der üblicherweise in mg/m^3 angegeben wird.

2.2.2.5

Verbrennungsverfahren

Verfahren, bei dem eine Gasprobe völlig verbrannt wird und die einzelnen Verbrennungsprodukte gemessen werden, um die Gesamtkonzentration eines Elementes in der Probe, zum Beispiel Schwefel, zu bestimmen

ANMERKUNG 1 Verfahren nach Wickbold: Bei der Verbrennungsmethode nach Wickbold werden die Bestandteile bei hoher Temperatur in einer Wasserstoff/Sauerstoff-Flamme verbrannt und komplett thermisch umgesetzt. Dies geschieht mit einer besonderen Messeinrichtung (siehe ISO 4260 [2]).

ANMERKUNG 2 Verfahren nach Lingener: Bei der Verbrennungsmethode nach Lingener wird Luft in einer besonderen Messeinrichtung eingesetzt (siehe ISO 6326-5 [9]).

2.2.2.6

Absorption

Extraktion eines oder mehrerer Bestandteile aus einem Gasgemisch beim Kontakt mit einer Flüssigkeit

ANMERKUNG 1 Durch die Assimilation oder Extraktion kommt es parallel oder im Anschluss daran zu physikalischen, chemischen oder physikalisch-chemischen Veränderungen des aufnehmenden Materials.

ANMERKUNG 2 Die Gasbestandteile werden durch Kapillarwirkung, Osmose, chemische Reaktion oder Lösungsvorgänge aufgenommen.

BEISPIEL Entfernung von Wasser aus Erdgas mit Hilfe von Glykol.

2.2.2.7

Adsorption

Anlagerung von Gasmolekülen, gelösten Substanzen oder Flüssigkeiten aufgrund physikalischer oder chemischer Kräfte an der Oberfläche von Feststoffen oder Flüssigkeiten, mit denen sie in Berührung kommen

BEISPIEL Anlagerung von Methan an Kohle.

2.2.2.8**Desorption**

Entfernung einer sorbierten Substanz als Umkehrprozess der Absorption oder Adsorption

2.2.2.9**Teilmenge**

Teil eines Ganzen, der analysiert wird

ANMERKUNG Bei der Analyse einer Teilmenge, d. h. eines Teils einer homogenen Gesamtprobe, ist eine Multiplikation zur Ermittlung der Konzentration in der Gesamtprobe nicht erforderlich, weil die Konzentration in der Probe dieselbe ist wie in der Teilmenge.

2.3 Probenahme**2.3.1 Probenahmeverfahren****2.3.1.1****direkte Probenahme**

Probenahme unter Bedingungen, bei denen eine direkte Verbindung zwischen dem zu beprobenden Medium und dem Analysengerät besteht (z. B. bei einem In-line- oder On-line-Messgerät)

2.3.1.2**indirekte Probenahme**

Probenahme unter Bedingungen, bei denen keine direkte Verbindung zwischen dem zu beprobenden Medium und dem Analysengerät besteht (z. B. Off-line-Messgerät)

ANMERKUNG Im Falle der indirekten Probenahme können in Abhängigkeit von den Schwankungen der Zusammensetzung und/oder der Eigenschaften die folgenden Probenahmeverfahren angewendet werden:

- periodische Probenahme, bei der eine Einzelprobe periodisch dem Gasstrom entnommen und dem Analysengerät zugeführt wird;
- Durchschnittsprobenahme, bei der Einzelgasproben zu einer Gesamtgasprobe angesammelt, die dann dem Analysengerät zugeführt wird.

2.3.1.3**In-line-Messgerät²⁾**

Messgerät, dessen aktives Element innerhalb der Rohrleitung installiert ist und Messungen unter Rohrleitungsbedingungen macht

2.3.1.4**On-line-Messgerät²⁾**

Messgerät, das Gasproben direkt aus der Rohrleitung entnimmt, aber außerhalb der Rohrleitung installiert ist

2.3.1.5**Off-line-Messgerät**

Messgerät, das keine direkte Verbindung zur Rohrleitung hat

2.3.1.6**Einzelprobe**

Probe mit definiertem Volumen, die unter Betriebsbedingungen an einer definierten Stelle aus einem Gasstrom entnommen wurde

2) In der französischen Sprache wird nicht zwischen einem In-Line und einer On-Line-Installation unterschieden.

2.3.2 Einrichtungen zur Probenahme

2.3.2.1

Probenahmezylinder mit beweglichem Kolben

Behälter mit einem beweglichen Kolben, welcher die Probe von einem Puffergas trennt

ANMERKUNG Die Drücke auf beiden Seiten des Kolbens stehen im Gleichgewicht.

2.3.2.2

strömungsproportionaler Durchschnittsprobennehmer

Probenahmegerät, das in einer bestimmten Zeitspanne Gasproben mit einer Häufigkeit entnimmt, die dem Durchfluss durch die beprobte Rohrleitung proportional ist

2.3.2.3

Durchschnittsprobennehmer

Probenahmegerät, das eine Reihe von Einzelproben zu einer Durchschnittsprobe vereinigt

ANMERKUNG Es gibt zwei allgemeine Klassen von gewerblichen Durchschnittsprobennehmern; diese arbeiten über

- die Zunahme des Druckes: Mit einem eigens konstruierten Druckregelgerät wird der Druck des in einem Probenzylinder gesammelten Gases während der Zeitspanne der Probenahme von null bis zum höchsten Rohrleitungsdruck erhöht
- die Zunahme des Volumens: Die Probe wird während der Zeitspanne der Probenahme bei konstantem Rohrleitungsdruck durch eine Pumpe in einen Probenahmezylinder mit beweglichem Kolben gefördert.

2.3.2.4

Probenbehälter

Behälter zur Aufnahme der Gasproben bei indirekter Probenahme

ANMERKUNG Der Probenbehälter darf in keiner Weise die Zusammensetzung des Gases verändern oder die richtige Aufnahme der Gasprobe beeinflussen. Die Werkstoffe, Ventile, Dichtungen und anderen Bestandteile des Probenbehälters sollten alle nach diesen Gesichtspunkten beschaffen sein.

2.3.2.5

Probenahmeleitung

Leitung zur Überführung einer Gasprobe zum Ort der Probenahme

ANMERKUNG Sie kann Vorrichtungen enthalten, die erforderlich sind, die Probe für den Transport und die Analyse aufzubereiten.

2.3.2.6

Probenahmesonde

Einrichtung, die in den zu beprobenden Gasstrom eingeführt wird und die mit der Probenahmeleitung verbunden ist

ANMERKUNG Die einfachste Form der Probenahmesonde ist das gerade Rohr. Eine andere Konstruktionsform ist die geregelte Sonde. Bei diesem Sondentyp wird das Gas bei verringertem Druck zum Analysengerät oder zum Probenbehälter geführt.

2.3.2.7

Überführungsleitung

Leitung zur Überführung der zu analysierenden Probe vom Ort der Probenahme zum Analysengerät

2.3.2.8

schnelle Ringleitung

heiße Ringleitung

Umgangsleitung, über die aus Gründen des Umweltschutzes und der Sicherheit in einer abgeschlossenen Anlage die Rückführung in die Prozessrohrleitung erfolgt

ANMERKUNG Der Betrieb der Ringleitung erfordert eine Druckdifferenz zwischen der Sammelstelle und dem Ort der Rückspeisung, damit ein gleichmäßiger und gleichbleibender Durchfluss durch die in der Ringleitung liegende Probenahmeeinrichtung sichergestellt wird.

2.3.2.9**Abströmleitung**

Leitung, über die ein Abströmen in die Atmosphäre erfolgt, wenn es unangemessen erscheint, einen ausreichenden Differenzdruck zu erzeugen

ANMERKUNG Durchflussgeschwindigkeit und Druckverlust in der offen endenden Leitung müssen geregelt werden, um sicherzustellen, dass durch Abkühlung und eventuelle Kondensation die Genauigkeit der Probenahme nicht beeinflusst wird.

2.3.3 Einrichtungen zur Probenahme und Aufbereitung**2.3.3.1****Kondensator**

Gerät, in dem durch Kühlung die im Erdgas vorhandenen kondensierbaren Bestandteile (Wasserdampf und/oder höhere Kohlenwasserstoffe) aus der Gasphase in die Flüssigphase überführt werden

2.3.3.2**Flüssigkeitsabscheider**

Einrichtung in der Probenahmeleitung zur Abscheidung von Flüssigkeiten

2.3.3.3**Druckregelgerät**

Druckminderer

Einrichtung zur Verminderung und Regelung des Druckes bei Eintritt oder Durchfluss des Gases in ein bzw. durch ein Rohrleitungssystem

ANMERKUNG Innerhalb seines Auslegungsbereiches ist es mit dieser Einrichtung unabhängig von Änderungen des Eingangsdruckes oder des Durchflusses möglich, einen nahezu gleichbleibenden Ausgangsdruck aufrechtzuerhalten. Das Druckregelgerät kann je nach Anwendungsfall mechanisch oder motorgesteuert arbeiten. Es arbeitet nach dem Grundprinzip, dass das Gas durch eine Ventilöffnung gegen einen Ventilteller ausströmt, dessen Lage über eine mit dem Ventilteller verbundene Membran geregelt wird, auf die der Hinterdruck (Ausgangsdruck) wirkt.

2.3.3.4**Gegendruckregler**

Einrichtung zur Aufrechterhaltung eines eingestellten Druckes in einem System, aus dem Gas auf einen niedrigeren Druck ausströmt (gewöhnlich auf Atmosphärendruck)

ANMERKUNG Der Gegendruckregler hält den Vordruck unabhängig vom Durchfluss oder von Schwankungen des Hinterdruckes konstant, sofern dieser einen eingestellten Druck nicht übersteigt.

2.3.3.5**Heizeinrichtung**

Einrichtung, die sicherstellt, dass die Temperatur der Gasprobe gleich oder größer der Temperatur des Gases in der Rohrleitung ist und so die schweren Bestandteile in der Gasphase verbleiben, damit sie bei der Analyse des Gases genau ermittelt werden können

ANMERKUNG Heizeinrichtungen können an der Probenahmestelle und an der Probenleitung angeschlossen sein. In einigen Fällen ist es auch erforderlich, den Probenbehälter zu beheizen. Dies ist besonders wichtig, wenn bei einem Druckabfall eine Kühlung durch den Joule-Thompson-Effekt auftritt.

2.3.4 Andere Begriffe**2.3.4.1****Spüldauer**

erforderliche Zeitspanne zum Spülen eines Analysengerätes vor der Analyse der Gasprobe

2.3.4.2**repräsentative Probe**

Probe, die dieselbe Zusammensetzung wie das zu untersuchende Medium hat, wenn dieses als homogen betrachtet wird