Grundlagen zur Charakterisierung der Erdgasgefährdung bei Untertagentertagbauten

Autor(en): **Wyss, R. / Jäckli, Heinrich / Greber, E.**

Objekttyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin für angewandte Geologie**

Band (Jahr): **7 (2002)**

Heft 1

PDF erstellt am: **27.05.2024**

Persistenter Link: https://doi.org/10.5169/seals-223645

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.
Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.
Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Ein Dienst der *ETH-Bibliothek*
ETH Zürich, Rämistrasse 101, 8092 Zürich, Schweiz, www.library.ethz.ch

http://www.e-periodica.ch

Bull. angew. Geol.	Vol. 7	Nr. 1	S. 45 - 65	Juli 2002

Grundlagen zur Charakterisierung der Erdgasgefährdung bei Untertagentertagbauten

mit 3 Figuren und 7 Tabellen

ARBEITSGRUPPE GASFÜHRUNG IM UNTERGRUND[1]

Zusammenfassung 46
Résumé 46

1. Einleitung 46

2. Erdgasgeologische Grundlagen 47
   2.1 Zusammensetzung von Erdgasen 47
   2.2 Kohlenwasserstoffgase 48
      2.2.1 Biogene Gase 48
      2.2.2 Thermogene Gase 48
   2.3 Nicht-Kohlenwasserstoffgase 51
      2.3.1 Schwefelwasserstoff (H_2S) 51
      2.3.2 Kohlendioxid (CO_2) 53
      2.3.3 Stickstoff (N_2) 53

3. Erdgas in der Schweiz 53
   3.1 Potentielle Muttergesteine 53
   3.2 Der Reifegrad der Muttergesteine 54
   3.3 Biogene Kohlenwasserstoffgase 55
   3.4 Thermogene Kohlenwasserstoffgase 56
   3.5 Nicht-Kohlenwasserstoffgase 57
      3.5.1 Schwefelwasserstoff (H_2S) 57
      3.5.2 Kohlendioxid (CO_2) 57
      3.5.3 Stickstoff (N_2) 57

4. Eigenschaften von Erdgasen, Gefährdung 57
   4.1 Kohlenwasserstoffgase 57
   4.2 Nicht-Kohlenwasserstoffgase 58
      4.2.1 Schwefelwasserstoff 58
      4.2.2 Kohlendioxid 59
      4.2.3 Stickstoff 59

5. Bisherige Richtlinien und Empfehlungen 59
   5.1 Die alte SUVA-Richtlinie 59
   5.2 Empfehlungen des SIA 60

6. Das neue Technische Merkblatt der SUVA 60
   6.1 Inhalt 60
   6.2 Einteilung in Gasgefahrenstufen 60

7. Vorgehen bei der Charakterisierung der Gasgefährdung 61
   7.1 Qualitative Erdgasprognose 61
   7.2 Quantitative Prognose 62

8. Schlussbemerkung 63

Literatur 63

[1] Arbeitsgruppe der SFIG/GSGI
Vorsitz: Dr. R. Wyss, Dr. Heinrich Jäckli AG, Albulastrasse 55, 8048 Zürich
Mitglieder: Dr. E. Greber, Dr. M. Freimoser, Dr. F. Schenker, R.-T. Haarpaintner

Zusammenfassung

Bei der Erstellung von Untertagbauwerken in der Schweiz ist in verschiedenen Gebieten mit Erdgas zu rechnen. Dies kann eine erhebliche Gefährdung während des Bauvorganges darstellen.

Eine neues Technisches Merkblatt der SUVA definiert Gefährdungsgrade und gibt eine Einteilung in verschiedene Gefahrenstufen, die auf der Möglichkeit des Auftretens eines Gasvorkommens, der Überflutungsgefahr und des Ausgasverhaltens des Gesteins basiert. Es ist nun Aufgabe des geologischen Gutachters, diese Gefahrenstufen abzuschätzen. Dazu sind Kenntnisse der Erdöl- und Erdgasgeologie sowie der regionalen Geologie und oberflächennaher Prozesse notwendig.

Die erdgasgeologischen Grundlagen vermitteln die wichtigsten Elemente der biogenen und der thermogenen Entstehung von Erdgas im natürlichen Untergrund. Diese werden ergänzt durch eine Charakterisierung der «Gasprovinz» Schweiz, wobei die wichtigsten Aspekte der Gasführung im schweizerischen Untergrund zusammenfassend dargestellt werden. Die natürlich im Untergrund vorkommenden Erdgase haben unterschiedliche Eigenschaften, woraus verschiedene Gefährdungsbilder resultieren.

Für eine Abschätzung der Gasführung im Untergrund sind die verschiedenen erdgasgeologischen Parameter und die oft oberflächennahe Lage eines Untertagbauwerkes zu berücksichtigen. Der Einbezug von Erfahrungen in vergleichbaren Bauwerken sowie Gasmessungen in Sondierungen und ergänzende Gasanalysen liefern wichtige zusätzliche Angaben, um eine möglichst gute Charakterisierung der Gasgefährdung im Untergrund vorzunehmen.

Résumé

Les résultats des recherches sur le pétrole et le gaz naturel en Suisse de même que l'expérience acquise dans différentes constructions souterraines ont montré très tôt l'existence de gaz naturel dans différentes régions de la Suisse. Il faut en tenir compte et il peut présenter un danger pour toutes les futures constructions souterraines.

Une nouvelle notice technique de la SUVA caractérise les degrés de dangers et donne une classification des différents degrés. De ce fait, il est maintenant du devoir des experts en géologie d'évaluer ce degré de danger.

Les connaissances de la géologie et des gaz dans le sous sol nous renseignent sur les paramètres les plus importants de son origine biogène et thermogène.

La description de la «géologie pétrolière» en Suisse nous décrit, sous forme résumée, les aspects les plus importants sur le mode de circulation possible et la répartition potentiel du gaz dans le sous sol en relation avec le type de formation géologique rencontrée.

Les différents types de gaz qui se trouvent naturellement dans le sous sol ont des spécificités dont il en résulte une image différente des dangers correspondant.

Le gaz dans le sous sol ne peut être quantifiée exactement, mais une estimation de la manière et la quantité par laquelle il apparaît est possible. L'évaluation des dangers en relation avec le gaz est importante pour que les techniques de la construction souterraine continuent ainsi de pouvoir se développer à l'avenir.

1. Einleitung

Beim Bau von verschiedenen Stollen und Tunnels und auch beim Abtiefen von Sondier- und Erdwärmesondenbohrungen in der Schweiz kam es in der Vergangenheit durch Erdgaszutritte zu einer Beeinträchtigung des Bauvorganges oder gar zu Unfällen (s. Büchi, Freimoser & Weiss 1990, Wyss 2001). Beim Bau des Seelisbergtunnels anfangs der 1970er Jahre waren beim Auffahren des Erschliessungsstollens Huttegg Perlstellen in Wasserlachen beobachtet worden, welche sich als Erdgas erwiesen (Schneider 1984). In der Folge mussten Massnahmen wie Gasmessungen und Vorausbohrungen getroffen werden, um im gasführenden Gebirge einen sicheren Vortrieb zu ermöglichen.

Durch eine Gasexplosion beim Vortrieb des Langeten-Hochwasserentlastungsstollens im Jahre 1989 kam es zu Personen- und Sachschäden. Daraufhin wurde den Fragen der Gassicherheit im Untertagbau, insbesondere auch im Hinblick auf die in Planung, beziehungsweise in Erstellung begriffenen Bauwerke der Basistunnels am Gotthard und am Lötschberg, intensivere Beachtung geschenkt.

Die SUVA verlangt, dass beim Bau eines Stollens oder eines Tunnels grösstmögliche Sicherheit gewährleistet wird. Die bisher bestehenden SUVA-Unterlagen: «Richtlinie zur Verhütung von Unfällen durch Brände und Explosionen bei der Erstellung von Bauten in Erdgas führenden Gesteinsschichten» aus dem Jahre 1957 (mit Änderungen vom Mai 1994) und eine «Interne Anleitung: Überwachung von Untertagebaustellen in Erdgas führenden Gesteinsschichten» aus dem Jahre 1972 waren für die heutigen Bedürfnisse und Anforderungen nicht mehr genügend. Daher wurde durch eine SUVA-Arbeitsgruppe ein neues Technisches Merkblatt «Verhütung von Unfällen durch Brände und Explosionen bei der Erstellung von Untertagbauten in Erdgas führenden Gesteinsschichten» (SUVA 2002) erarbeitet. Darin wird unter anderem eine Beurteilung der Gasgefährdung des Untergrundes aufgrund eines geologischen Gutachtens verlangt.

Die Arbeitsgruppe «Gasführung im Untergrund» der Schweizerischen Fachgruppe für Ingenieurgeologie (SFIG) wurde beauftragt, die Frage der Gasführung im Untergrund aus geologischer Sicht im Hinblick auf eine geologische Prognose für Untertagbauten zu bearbeiten.

Grundsätzlich ist für eine Beurteilung der Gasführung im Untergrund allgemeines Wissen der Erdöl- und Erdgasgeologie verbunden mit regionalgeologischen Kenntnissen notwendig. Im Weiteren muss aber der meist relativ oberflächennahen Lage eines Bauwerkes Rechnung getragen werden. Neben den klassischen petroleumgeologischen Elementen («Mutter-, Speicher- und Deckgesteine») ist z.B. die Wasserzirkulation zu berücksichtigen; ehemals in Speichergesteinen enthaltenes Erdgas kann im Fall eines tiefer gelegenen Vorfluters praktisch vollständig ausgewaschen worden sein. Auch Verwitterungs- und Auflockerungsprozesse können die Gaswegsamkeit in Oberflächennähe gegenüber dem Untergrund erhöhen. Nicht zuletzt gewinnen auch bakterielle Prozesse mit abnehmender Tiefenlage an Bedeutung.

Der vorliegende Bericht beschreibt die geologischen Grundlagen für die Beurteilung der Gasführung im Untergrund und gibt Hinweise, wie die Gasführung im Hinblick auf Untertagbauwerke zu beurteilen ist.

2. Erdgasgeologische Grundlagen

2.1 Zusammensetzung von Erdgasen

Typisches Erdgas besteht vorwiegend aus brennbaren Kohlenwasserstoffen (KW). Die wichtigste Komponente dabei ist Methan (CH_4, kurz C_1), relativ häufig sind auch die einfach-kettigen Alkane Ethan (C_2H_6, C_2), Propan (C_3H_8, C_3) und Butan (C_4H_{10}, C_4), welche zu den höheren KW gezählt werden. Weiter können die verzweigten Iso-Alkane (z.B. i-Butan, i-Pentan), Cyclo-Alkane sowie Aromate KW-Bestandteile des Erdgases sein.

Neben den KW-Gasen können auch Stickstoff (N_2), Kohlendioxid (CO_2) und Schwefelwasserstoff (H_2S) wichtige Bestandteile von natürlichen Erdgasen sein. Für die Entstehung von Erdgasen spielen biogene und/oder thermogene Prozesse eine entscheidende Rolle.

2.2 Kohlenwasserstoffgase

2.2.1 Biogene Gase

Unmittelbar nach der Ablagerung von organischem Material beginnt dessen Zersetzung. Dabei wird das Material unter aeroben Bedingungen unter Bildung von CO_2 und Wasser oxidiert. Im aneroben Milieu kommt es durch Mikroorganismen zur Bildung von biogenen Kohlenwasserstoffgasen. Sie bestehen praktisch ausschliesslich aus Methan. Höhere KW kommen, falls überhaupt nachweisbar, lediglich in Konzentrationen von einigen ppm vor. Diese *Diagenese* (Fig. 1) endet mit der Bildung von Kerogen[1], welches das Ausgangsmaterial für die thermogene Gasbildung darstellt (s. Abschnitt 2.2.2).

Das Methan wird entweder durch CO_2-Reduktion oder Acetat-Fermentation gebildet (Whiticar et al. 1986). Die CO_2-Reduktion ist der dominierende Prozess im marinen Milieu, während die Fermentation im terrestrischem Milieu (Süsswasser) dominiert.

Folgende weiteren Faktoren kontrollieren die Produktion von biogenen KW-Gasen (Rice & Claypool 1981):

- *Sulfatarmes Milieu*: Während die Methan-Produktion in sulfatarmen Milieus wie Brack- oder Süsswasser kurz nach der Sauerstoffaufzehrung einsetzt, muss in sulfatreichem, marinem Milieu zuerst das Sulfat reduziert werden.
- *Vorhandensein von organischem Material*: In marinem Milieu z.B. muss im Sediment mindestens 0.5% organischer Kohlenstoff vorhanden sein.
- *Porenraum*: Zum Funktionieren brauchen die Bakterien einen minimalen Porenraum, was eine nur geringe Kompaktion der abgelagerten Gesteine voraussetzt.

Die meisten biogenen Gase entstehen im relativ oberflächennahen Bereich. Biogene Gase können aber auch bei Temperaturen von bis zu 120°C gebildet werden. So werden in der Poebene biogene Gase aus Tiefen von über 4000 m gefördert (tiefste biogene Gasvorkommen der Welt).

2.2.2 Thermogene Gase

Im Gegensatz zu biogenen Gasen entstehen thermogene Gase nicht durch mikrobiologische, sondern durch thermochemische Prozesse: Sie werden in Gesteinen mit erhöhten Konzentrationen an organischem Material, sogenannten Muttergesteinen produziert, welche erhöhten Temperaturen und Drucken (z. B. durch Sedimentüberlast) ausgesetzt werden. Potentielle Muttergesteine enthalten bei Tonsteinen – 0.5% organisches Material ($C_{org.}$), bei Karbonaten – 0.3% $C_{org.}$

---

[1] Als Kerogen werden jene organischen Bestandteile eines Muttergesteins bezeichnet, die mit organischen Lösungsmitteln nicht aus dem Gestein herausgelöst werden können. Bitumen dagegen stellten die lösliche Komponente dar.

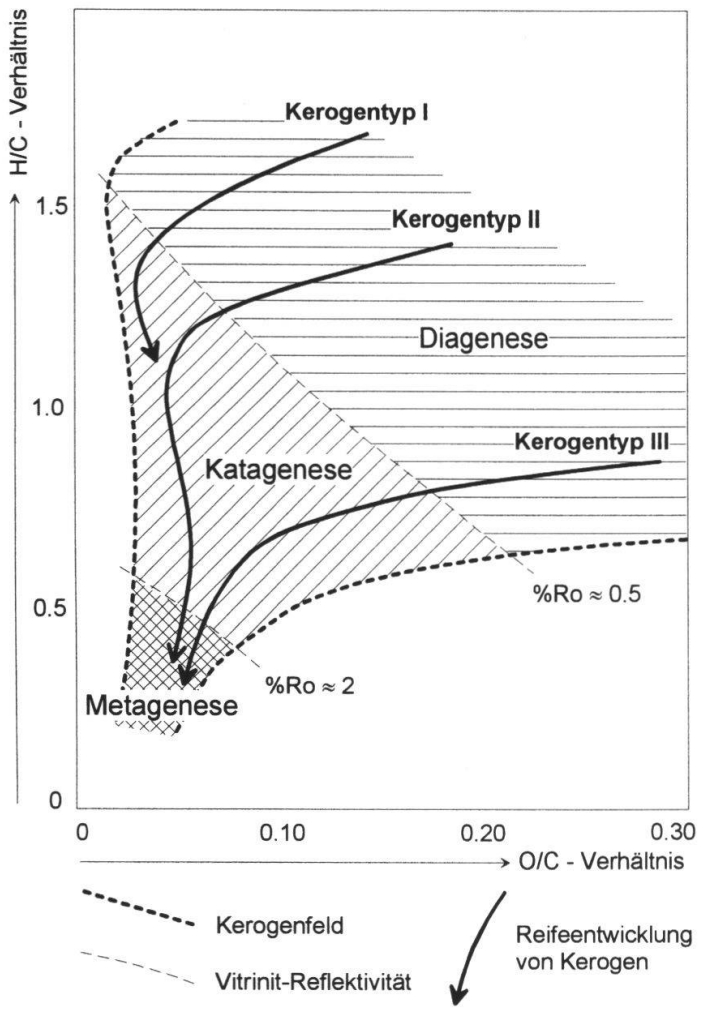

Fig. 1:
Generelles Schema der Reifeentwicklung von Kerogen (van Krevelen-Diagramm, vereinfacht nach Tissot & Welte 1984).

Bei der thermogenen Entstehung von Erdgas werden das im Muttergestein enthaltene Kerogen sowie in der frühen Katagenese (Tab. 2) gebildetes Öl thermisch zersetzt.
Je nach chemischer Zusammensetzung kann zwischen drei verschiedenen Kerogentypen unterschieden werden (Tab. 1).

Mit zunehmender Versenkung des Muttergesteins verändert sich die Kerogenzusammensetzung, der Reifegrad eines Muttergesteins nimmt zu (Fig. 1). Es werden verschiedene Reifegrade unterschieden:

- *Diagenese*: Unmittelbar nach der Ablagerung des organischen Materials (s. 2.2.1).
- *Katagenese*: Wird ein Muttergestein in grössere Tiefen versenkt und dadurch erhöhten Temperaturen und Drucken ausgesetzt, wird das Kerogen rein thermochemisch umgewandelt. Dabei werden Erdöl und Nassgase (Methan und höhere Kohlenwasserstoffgase) produziert. Bei fortschreitenden katagenetischen Bedingungen gewinnt das sogenannte «cracking» an Bedeutung: Es werden auch C-C-Bindungen komplizierterer Verbindungen, nicht nur des noch übrig gebliebenen Kerogens, sondern auch des neu entstandenen Öls, aufgebrochen. Dabei nimmt die Produktion flüssiger Kohlenwasserstoffe ab, jene von Gas jedoch abrupt zu (Tissot & Welte 1984).

	Kerogentyp I («algal»)	Kerogentyp II («mixed»)	Kerogentyp III («coaly»)
H/C-Verhältnis	Hoch (> 1.5)	Mittel bis hoch	Niedrig (meist < 1.0)
O/C-Verhältnis	Tief (meist < 0.1)	Tief	Hoch (0.2–0.3)
Zusammensetzung	Viele n- und i-Alkane; wenig Aromate; viele Lipide*	Im Vergleich zu Typ I mehr Aromate und Cyclo-Alkane	Vorwiegend poly-aromatische KW und Heterokomponenten
KW-Potential	Öl und Gas	Öl und Gas	v.a. Gas, wenig Öl
Ursprungsmaterial	Algen	Mischung aus Phyto- und Zooplankton sowie Bakterien	Terrestrische Pflanzen
Herkunft	Marine und lakustrine Milieus	Marin , reduziertes Milieu mit mittlerem bis hohem Schwefelgehalt	Vorlandsenken, intramontane Senken

* Lipide: in Wasser unlösliche organische Komponenten, in organischen Lösungsmitteln löslich: Fette, Öle, Wachse (reich an Lipiden sind: Membranen, Wachse, Sporen, Pollen).

Tab. 1: Charakterisierung verschiedener Kerogen-Typen (ergänzt nach Tissot & Welte 1984).

– *Metagenese*: Bei fortschreitender Umwandlung werden noch die letzten Öl- und Kerogen-Reste «gecrackt», wobei methanreiche, an höheren KW arme Gase entstehen. Metagenetische Trockengase sind insbesondere auch beim Vorliegen von Kerogen-Typ III von Bedeutung, da dieser Typ in der Katagenese im Vergleich zu marinem organischem Material (Typ II) deutlich weniger Öl, dafür in diesem späteren Stadium der Metagenese umso mehr Gas liefert.

Die *Inkohlung* beschreibt den Umwandlungsprozess pflanzlicher Stoffe zu den verschiedenen Kohlearten. Dabei finden unter anderem zwei wichtige Prozesse statt:

(1) Bei der Humifikation wird der pflanzliche Grundstoff Lignin von Pilzen und anschliessend von aeroben Bakterien durch Oxidation in Huminsäuren umgewandelt.
(2) Bei der Vitrinitisation werden die gebildeten Huminit-Gele in Vitrinite umgewandelt.

Reifestufe	Reifeintervall (%Ro)	Generierte KW
Diagenese	bis 0.5	Methan («Sumpfgas»)
Katagenese	0.5 bis 1.3	Öl
	1.3 bis 2.0	Methan und höhere KW («Nassgas»)
Metagenese	2.0 bis ca. 4.0	Vorwiegend Methan («Trockengas»)
Metamorphose (Grünschiefer-Facies)	ab ca. 4.0	Methan

Tab. 2: Hauptstufen in der Reife von organischem Material (Tissot & Welte 1984).

Bei zunehmender Inkohlung resp. Reifung des organischen Materials verändert sich die Struktur der Vitrinite und damit ihre Reflexionscharakteristik (Zunahme des Glanzes). Mit optischen Methoden kann die «Vitrinit-Reflektivität» (Angabe in % Ro) gemessen werden, welche als Reifeparameter verwendet wird. Das «Ölfenster» wird bei einer Reife von ca. 0.5–0.6% Ro erreicht, d.h. ab dieser Reife werden thermogene KW produziert (Tab. 2).

Neben Kohlenwasserstoffgasen entstehen mit zunehmender Reife auch Nicht-Kohlenwasserstoffgase wie Kohlendioxid, Schwefelwasserstoff oder Stickstoff (Fig. 2).

Die verschiedenen Reifestufen der Gas-Genese widerspiegeln sich in der chemischen bzw. geochemischen Zusammensetzung der Gase und werden durch den Anteil an höheren KW-Gasen (= Nässe) und mit Hilfe der C- und H-Isotope definiert (Tab. 3).

Reifestufe		C_1/C_{2+}	$\delta^{13}C_1$ [‰PDB]	δD_{C_1} [‰SMOW]
Diagenese	Trockengas	≥ 0.97	–90 bis –55	< –180
Katagenese	Mit Öl assoziiertes Gas, Nassgas	< 0.98	–55 bis –30	< –140
Metagenese	Trockengas	≥ 0.97	–40 bis –20	–150 bis –130

Tab. 3: Wichtigste Charakteristika von KW-Gasen während fortschreitender Kerogenentwicklung (aus Tissot & Welte 1984). C_1 = Methan, C_{2+} = höhere Kohlenwasserstoffe (Äthan, Propan, ...).

2.3 Nicht-Kohlenwasserstoffgase

Bei der Generierung von Kohlenwasserstoffen entstehen bei allen Reifestufen (Diagenese bis Metagenese) auch Nicht-KW-Gase. All diese Gase müssen aber nicht unbedingt im Zusammenhang mit der Produktion von KW stehen, sondern können auch anderer Herkunft sein.

2.3.1 Schwefelwasserstoff (H_2S)

Biologisch produzierter H_2S

Bei Temperaturen unter 80 °C dominieren biochemisch kontrollierte Bildungsreaktionen. Sulfat wird unter Anwesenheit von organischem Material durch anaerobe Mikroorganismen zu Schwefelwasserstoff reduziert. Die **B**iologische **S**ulfat-**R**eduktion (BSR) führt im allgemeinen zu kleinen H_2S-Konzentrationen (< 3 %) (Nöth 1997). Höhere H_2S-Konzentrationen in Verbindung mit CH_4 und CO_2 werden etwa in (biogenen) Sumpfgasen oder in ausgesprochen sauerstoffarmen Grundwässern beobachtet.

Eine weitere Schwefel-Quelle können Metall-Sulfide darstellen, die in oxidierendem Milieu nicht mehr stabil sind und von Mikroorganismen umgewandelt werden können.

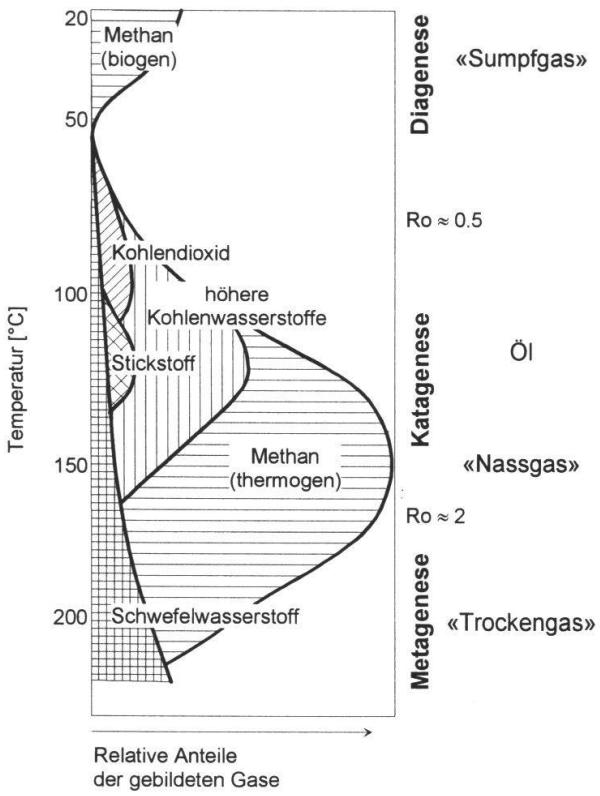

Fig. 2:
Relative Anteile thermogener Gase, die bei zunehmender thermischer Reife aus einem Muttergesteinstyp I/II entstehen (nach Whiticar 1994).

Thermochemisch produzierter H_2S

H_2S wird auch bei erhöhten Temperaturen durch «cracking» von Kerogen und Schwefelverbindungen im Rohöl gebildet. Ferner kann H_2S bei Reaktionen von freiem Schwefel oder Sulfat mit Kohlenwasserstoffen im Metagenese-Stadium produziert werden. Die Menge an produziertem H_2S ist dabei abhängig vom Schwefelgehalt der Muttergesteine. Bei Reservoir-Gasen liegt der H_2S-Gehalt normalerweise im Bereich 2–3 Vol.% (Nöth 1997).

Grössere H_2S-Anteile von bis zu 90 % der Gasphase werden ab einer Temperatur von 110–140°C durch die nicht-biologische **T**hermochemische **S**ulfat-**R**eduktion (TSR) gebildet (Nöth 1997). Als Ausgangskomponenten müssen Sulfat (meist aus Anhydrit) und KW (meist Gas-Kondensate) zur Verfügung stehen. TSR kann von BSR unter anderem mit Hilfe der S-Isotope unterschieden werden (Machel 1997).

2.3.2 Kohlendioxid (CO_2)

Organisches CO_2

CO_2 wird sowohl durch bakterielle Aktivität in geringer Tiefe (Zersetzung von organischem Material, Respiration in der Wurzelzone), als auch bei der thermogenen Zersetzung von Kerogen in grösserer Tiefe freigesetzt. Entsprechend häufig ist CO_2 in Erdgasen vertreten. Bei Übertritt von Erdgasen in ein oxidierendes Milieu kann ferner CH_4 zu CO_2 oxidiert werden.

Anorganisches CO_2

Macht der CO_2-Anteil eines Gases mehr als ca. 15 bis 20% aus, so kann von einer

anorganischen CO_2-Quelle ausgegangen werden. Dabei können zwei Hauptquellen unterschieden werden:

- Metamorphose von marinen Karbonaten,
- Magma und Erdmantel.

In Magmakammern gehört CO_2 zu den häufigsten flüchtigen Phasen. Aber auch in vulkanisch nicht mehr aktiven Gebieten kann solches CO_2 entlang von Bruchzonen aufsteigen.

2.3.3 Stickstoff (N_2)

Stickstoff (N_2) ist bei Diagenese-Bedingungen meist auf Luftüberbleibsel (N_2-Anteil von Luft: 78.09 Vol.%) im Interstitialwasser der Sedimente bzw. Lockergesteine zurückzuführen. Im Weiteren kann Oxidation von diagenetisch gebildetem Ammonium für die Genese von Stickstoff in Frage kommen (Tissot & Welte 1984).

Bei fortschreitender Metagenese werden aus thermisch zersetztem Kerogen zunehmende Mengen an N_2 freigesetzt (Tissot & Welte 1984).

3. Erdgas in der Schweiz

Das Auftreten von Erdöl und Erdgas im schweizerischen Untergrund ist schon seit historischer Zeit bekannt, fand jedoch wenig Beachtung, da Oberflächenindikationen nur wenig spektakulär sind. Zu Beginn des 20. Jahrhunderts wurde mit der systematischen Suche nach Erdöl im tieferen schweizerischen Untergrund begonnen. Diese Erforschung wurde mit dem Vormarsch des Erdöls nach dem 2. Weltkrieg intensiviert und bis ins Jahr 1989 sind in der Schweiz insgesamt 35 Bohrungen nach Erdöl und Erdgas abgeteuft worden (Lahusen & Wyss 1995).

3.1 Potentielle Muttergesteine

Potentielle Erdöl-/Erdgas-Muttergesteine zeichnen sich aus durch einen erhöhten Gehalt an organischem Material (TOC-Gehalt > 0.5–1 % $C_{org.}$) aus. Die für die Erdöl- und Erdgasexploration wichtigsten Muttergesteine in der Schweiz sind (nach Greber et al. 1997 aus Greber & Wyss 1998):

Muttergestein	Kerogen-Typ	TOC[1]	Verbreitung
UMM-Tonsteine (Rupelian)	II	1 %	Interne Bereiche der subalpinen Molasse und unter externen alpinen Decken
Opalinus-Ton (Aalenian)	III	1 %	Jura, Molassebecken
Posidonien-Schiefer (Toarcian)	II	8 %	Jura, Molassebecken
Riva di Solto-Tonsteine (Rhät)	II/III	0.5 %	Südalpen
Grenzbitumenzone (M. Trias)	II	12 %	Südalpen
Autun-Schiefer	II	8 %	Jura, Permokarbontröge im Molassebecken
Karbon-Kohlen	III	80 %	Jura, Permokarbontröge im Molassebecken

[1] **T**otal **O**rganic **C**arbon (in Gew. %)

Tab. 4: Wichtigste potentielle Muttergesteine in der Schweiz (aus Greber & Wyss 1998).

Im Helvetikum und im Penninikum gibt es keine systematischen Untersuchungen über das Muttergesteinspotential und nur sehr wenige Angaben über Kerogentypen und TOC-Gehalte der Gesteine. Es ist jedoch davon auszugehen, dass verschiedene Gesteine erhöhte Gehalte an organischem Material und damit Muttergesteinspotential aufweisen (z.B. Oxfordien, Palfris-Formation, verschiedene Flysche?).

3.2 Der Reifegrad der Muttergesteine

Die in der Schweiz auftretenden Erdöl/Erdgas-Muttergesteine weisen, je nach tektonischer Lage und Entwicklungsgeschichte, unterschiedliche (fossile) Reifegrade auf. Dabei haben die einzelnen Gesteine eine unterschiedliche Reifegeschichte erlebt:

- *Bereich Jura*: Die jüngeren mesozoischen Gesteine des Juras sind generell unreif (< 0.5 %Ro). Im östlichen Jura liegen die Posidonienschiefer und ältere Gesteine knapp im Ölfenster (Todorov et al. 1993). Die paläozoischen Muttergesteine in den Permokarbontrögen dürften im Ölfenster oder höher liegen (Kohle von Weiach: ~ 1.0 %Ro, Kempter 1987).
- *Bereiche Mittelland/Molassebecken*: Die Posidonienschiefer sind im externen Molassebecken unreif. Im Bereich der Mittelländischen Molasse liegen sie im Ölfenster und gegen die alpine Überschiebungsfront kommen sie ins Gasfenster zu liegen. Die paläozoischen Kohlen sind in der Westschweiz und den internen Teilen des Molassebeckens im Gasfenster. In den zentralen und östlichen Teilen liegen die paläozoischen Muttergesteine vorwiegend im Ölfenster (Greber & Wyss 1998). Molassegesteine der Oberen Süsswassermolasse zeigen an der Oberfläche Vitrinitwerte der Diagenese (Durchschnitt = 0.39 %Ro) und Gesteine der Unteren Süsswassermolasse Werte bis zur unteren Katagenese (bis 0.53 %Ro), wobei eine Zunahme der Werte gegen den Alpennordrand zu verzeichnen ist (Schegg 1992). Maximale Reifegrade aus Molassegesteinen sind aus der Geothermiebohrung Weggis bekannt (USM, aufgeschoben, 0.82 %Ro, Schegg 1994). Diese Gesteine erreichten somit den unteren Bereich des Erdölfensters, wobei sie allerdings keine Muttergesteinsqualität aufweisen dürften (Greber, Grünenfelder, Keller & Wyss 1994).
- *Bereich Helvetikum*: In den östlichen Helvetischen Decken ist eine grosse Zunahme im Reifegrad vom Ölfenster bis zur niederen Metamorphose, quer zur Alpenfront zu beobachten (von 0.6 auf 6.0 %Ro, Erdelbrock 1994). In den Helvetischen Decken des Berner Oberlandes (Doldenhorn-, Gellihorn- und Wildhorndecke) wurden maximale Vitrinitwerte aus dem Bereich der Metagenese bis zur unteren Metamorphose gemessen (5–6 bzw. 3–4 %Rmax, Suchy et al. 1997).
- *Bereich Penninikum*: In der penninischen Klippen-Decke bestimmten Burkhard & Kalkreuth (1989) Vitrinitwerte aus dem Bereich der höheren Katagenese (Nassgas, 1.3–1.7 %Rmax). Die penninischen Sedimente südlich der Zentralmassive liegen im Bereich grünschieferfazieller Metamorphose und höher, was mittleren Vitrinitwerten von > 5.5 %Rm entspricht.
- *Bereich Südalpen*: Während die Grenzbitumenzone am Monte San Giorgio noch unreif ist, liegt sie im Mendrisiotto bereits im Ölfenster (Greber et al. 1997). Die Reife des Riva di Solto-Tonsteins liegt im Bereich des Öl- bis unteren Gasfensters (1.0–2.14 %Ro).

Bei den meist an Oberflächenproben gemessenen Vitrinitwerten handelt es sich

um fossile Werte, d.h. dass der heutige Reifegrad im Verlaufe der alpinen Orogenese erreicht wurde. Im Bereich des Alpennordrandes liegen Erdgas-Muttergesteine des Karbons heute im Gasfenster (Brink, Burri, Lunde & Winhard 1992); sie produzieren demnach zum heutigen Zeitpunkt Erdgas.

Über die Reifeentwicklung im alpinen Bereich geben Flüssigkeitseinschlüsse in Klüften Aufschluss (Mullis, Dubessy, Poty & O'Neil 1994). Vom nördlichen Helvetikum bis ins Lepontin zeigen die Einschlüsse eine unterschiedliche Füllung: Höhere Kohlenwasserstoffe im nördlichen Helvetikum im Bereich des Urnersees, Methan im Helvetikum südlich des Urnersees, Wasser im zentralalpinen Bereich und Kohlendioxid im Penninikum. Dies widerspiegelt die fossile Metamorphose.

3.3 Biogene Kohlenwasserstoffgase

In der Schweiz sind biogene Gase weit verbreitet, insbesondere in Seen. Vor allem feinkörnige Seesedimente können grosse Anteile an organischem Material enthalten, welches das Ausgangsmaterial für die biogene Gasbildung darstellt (z.B. Oberer Zürichsee, Lauerzersee, Ägerisee, Vierwaldstädtersee, Lungernsee u.v.a.: Bosshard & Gächter 1981, Büchi & Amberg 1983, Greber, Leu & Wyss 1995). Die grösste biogene Gasproduktion (Grössenordnung: 100'000 m^3/a) wird im Lago Maggiore vermutet (Greber & Wyss 1994). Biogenes Methan in einer Bohrung in Wynau (BE) ist möglicherweise auf eine biogene Veränderung von primär thermogenem Gas zurückzuführen (Wyss 1999, 2001).

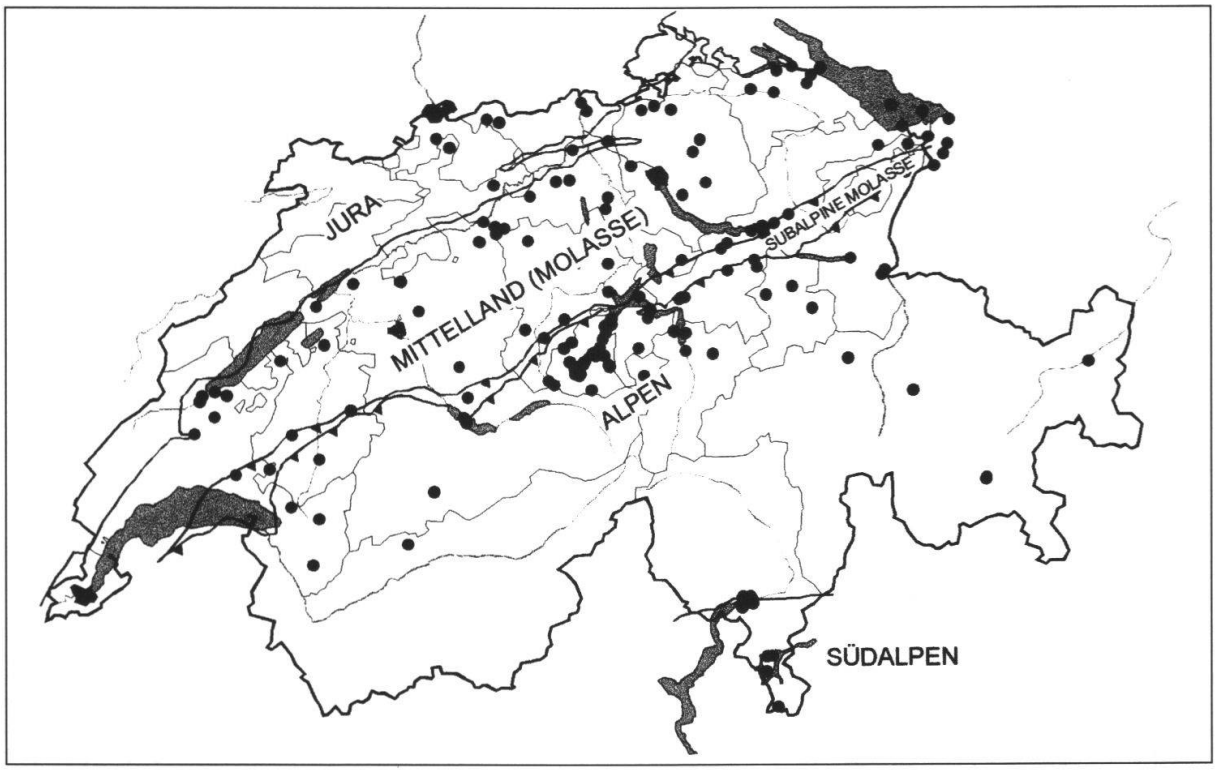

Fig. 3: Gasindikationen in Bohrungen, an der Oberfläche und im oberflächennahen Bereich (nach Greber et al. 1995, ergänzt). Dargestellt sind sowohl Kohlenwasserstoff- wie auch Nicht-Kohlenwasserstoffgase. Die Häufigkeit der Punkte widerspiegelt u.a. die Probendichte. Gasindikationen in Bohrungen, an der Oberfläche und im oberflächennahen Bereich (nach Greber et al. 1995, ergänzt).

Biogenes Methan anthropogenen Ursprungs tritt auch häufig im Bereich von Kehrichtdeponien auf.

3.4 Thermogene Kohlenwasserstoffgase

Thermogene Gasindikationen finden sich sowohl im tieferen Untergrund in Erdöl/Erdgas-Explorationsbohrungen als auch im oberflächennahen Bereich in Tunnels, Stollen und untiefen Bohrungen und in Form zahlreicher Gasaustritte an der Erdoberfläche (Fig. 3).

Deutliche Gasindikationen waren in den Erdöl/Erdgas-Explorationsbohrungen Altishofen, Berlingen, Cuarny, Eclépens, Essertines, Herdern, Hermrigen, Kreuzlingen, Lindau, Linden, Pfaffnau, Ruppoldsried, Savigny, Tschugg und Tuggen zu verzeichnen. Das bis heute einzige kommerziell ausgebeutete Gasvorkommen ist jenes von Finsterwald (Bohrung Entlebuch-1). In den Jahren 1985–1994 wurden dort insgesamt 75 Mio. m^3 Gas gefördert (Lahusen & Wyss 1995).

Auch in verschiedenen Nagra-Bohrungen der Nordschweiz (z.B. Weiach, Leuggern, Schafisheim) wurden Erdgasindikationen festgestellt (Hinze, Jäggi & Schenker 1989).

Die in den Tiefbohrungen des Mittellandes festgestellten Gasindikationen liegen in allen stratigraphischen Niveaus, vom kristallinen Grundgebirge bis in die Obere Meeresmolasse (Greber et al. 1995).

Bedeutende Gasindikationen wurden z.T. auch in den Nagra-Bohrungen am Wellenberg festgestellt, wo aus der Bohrung SB 1 (Nagra 1997) grössere Mengen Gas abgefackelt worden sind. In Flüssigkeitseinschlüssen von Klüften in Palfris-Mergeln wurden relativ grosse Mengen von Gas gemessen (> 1 l/dm^3 Gestein, Mazurek 1999; bis zu 3 l/dm^3 Calcit am Oberbauenstock, Gautschi et al. 1990).

Durch eine Erdwärmesondenbohrung im Gebiet Bürg bei Spiez (BE) kam es 1987 zu einer Gasexplosion (Büchi et al. 1990); ebenfalls aus einer Erdwärmesondenbohrung mussten im Jahr 2000 in Wilen (OW) grössere Mengen Erdgas abgefackelt werden (Wyss 2001).

Zahlreiche Gasindikationen sind in Tunnels, Stollen, untiefen Bohrungen und an der Oberfläche bekannt. Zusammenfassende Angaben finden sich z.B. in Büchi et al. (1983). Viele Hinweise sind auch in zahlreichen Einzelpublikationen enthalten (z.B. Gautschi et al. 1990, Wyss 1999). Eine umfassende Datensammlung über Gasindikationen in der Schweiz ist in den Archiven der schweizerischen Erdöl- und Erdgasforschung enthalten, die jedoch nicht öffentlich zugänglich sind.

Verschiedene Untersuchungen, bei denen adsorbierte Gase an Sedimentproben gemessen wurden, zeigen, dass in Teilen des Juras, des Molassebeckens und der Südalpen mit thermogenen Gasen im oberflächennahen Bereich gerechnet werden muss (Ammann & Schenker 1989, Faber, Berner, Hollerbach & Gehrling 1997, Greber et al. 1997). Zahlreiche Studien deuten darauf hin, dass vertikale und laterale Migrationswege entlang von besser durchlässigen Schichten und/oder offenen Bruchstrukturen von grösster Bedeutung sind. KW können ihre Muttergesteine verlassen und werden dann, sofern geeignete Deckgesteine vorhanden sind, entweder in Reservoirgesteinen gefangen, oder sie migrieren an die Erdoberfläche.

3.5 Nicht-Kohlenwasserstoffgase

3.5.1 Schwefelwasserstoff (H_2S)

Kleinere Gehalte an Schwefelwasserstoff sind in der Schweiz von reduzierten Milieus in Sümpfen und anoxischen Oberflächen- und Grundwässern bekannt.

Erhöhte H_2S-Werte stehen oft mit evaporitischen Sedimenten in Zusammenhang, so z.B. bei den Thermalwässern von Baden und Schinznach. Nennenswerte H_2S-Konzentrationen (> 0.1 Vol.%), welche ihren Ursprung entweder in schwefelreichen Muttergesteinen oder Gipslagen haben, sind z.B. von der Nagra-Bohrung Schafisheim (Hinze et al. 1989) oder von den Mineralwässern von Stabio dokumentiert (Greber & Leu 1997). Stark erhöhte H_2S-Gehalte sind auch in einer ausgasenden Erdwärmesondenbohrung in Adelboden festgestellt worden.

3.5.2 Kohlendioxid (CO_2)

Anorganisches Kohlendioxid ist am Ostrand des Oberrheintalgrabens im Raum Basel zu beobachten (z.B. Bohrung Riehen-1, Hauber 1991).

Weitere wichtige, mit Thermalquellen assoziierte CO_2-Austritte liegen im Kanton Graubünden, z.B. bei St. Moritz oder im Raum Scuol-Tarasp. An beiden Orten steigt das CO_2 wahrscheinlich entlang der Engadiner Linie auf. Als Ursprung wird die thermische Zersetzung von marinen Karbonaten, vermutlich in Verbindung mit Gesteinen einer Ophiolith-Sequenz, vermutet (Wexsteen et al. 1988).

3.5.3 Stickstoff (N_2)

Es liegen keine systematischen Untersuchungen von Stickstoff in Erdgasen der Schweiz vor.

4. Eigenschaften von Erdgasen, Gefährdung

Bei der Beurteilung der Gasgefährdung muss von drei verschiedenen Gefährdungsbildern ausgegangen werden: Gasexplosion, Vergiftung durch Gas, Ersticken wegen Sauerstoffmangels. Die natürlich im Untergrund vorkommenden Gase sind bezüglich ihres Gefährdungspotentials wie folgt zu beurteilen.

4.1 Kohlenwasserstoffgase (Tab. 5)

Methan (CH_4), der Hauptanteil der natürlich im Untergrund vorkommenden Kohlenwasserstoffgase, ist ein ungiftiges, farb- und geruchloses Gas. Seine Gefährlichkeit liegt vor allem darin, dass es mit Luft ein zündbares Gemisch bilden kann. Bei Atmosphärendruck besteht eine akute Zünd- bzw. Explosionsgefahr, wenn der Methangehalt in der Luft zwischen 5 und 14 Vol.% liegt. Enthält das natürliche Erdgas höhere Kohlenwasserstoffe, so werden die Zündgrenzen herabgesetzt. Eine Zündung kann durch eine offene Flamme (Schweissarbeiten, Feuerzeug, Zigarette) oder durch Funkensprung (Elektro- oder Verbrennungsmotoren, elektrischer Schalter, elektrostatische Entladung) ausgelöst werden.

Im Bereich der unteren oder oberen Explosionsgrenze (Gemisch zu «mager» oder

Eigenschaft	Methan	Äthan	Propan	Butan
Formel	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}
Dichte [kg/m^3]	0.71	1.35	2.02	2.7
Relative Dichte zu Luft	0.55	1.05	1.55	2.0
Untere Explosions-grenze [Vol.%]	5	3	2.4	1.9
Obere Explosions-grenze [Vol.%]	14	12.5	9.5	8.4

Tab. 5: Eigenschaften der Kohlenwasserstoffgase.

zu «fett») ist die Explosion schwächer, so dass es zu einer Verpuffung kommt. Bei einem fetten Gemisch ist bei Luftzutritt und damit verbundener Verdünnung trotzdem eine Explosion möglich. Bei einer Methangaskonzentration von 10.5 Vol.% wird der maximale Explosionsdruck erreicht. Je nach Geschwindigkeit der Flammenausbreitung spricht man von Verbrennung (Abbrand), Verpuffung, Explosion oder Detonation.

Methangas ist, im Gegensatz zu den höheren KW, spezifisch leichter als Luft und kann sich so primär in Gewölben oder anderen Hochlagen anreichern.

4.2 **Nicht-Kohlenwasserstoffgase** (Tab. 6)

4.2.1 Schwefelwasserstoff

Schwefelwasserstoff ist schon bei geringen Konzentrationen ein äusserst giftiges Gas. Bereits bei Konzentrationen von wenigen ppm (1 ppm = 1 cm^3 Gas/m^3 Luft) ist es wegen des Geruchs nach faulen Eiern wahrnehmbar. Bei einer Konzentration von 100 ppm können schon nach wenigen Minuten Vergiftungssymptome wie eine Reizung der Augen und der Atemwege auftreten. Nach 3–15 Minuten kommt es bereits zu einer Abstumpfung des Geruchssinns. Bei 500 ppm tritt Benommenheit und Schwindel auf; nach 30–45 Minuten kommt es zur Bewusstlosigkeit. Ab 1000

Eigenschaft	Schwefelwasserstoff	Kohlendioxid	Stickstoff
Formel	H_2S	CO_2	N_2
Dichte [kg/m^3]	1.54	1.98	1.25
Rel. Dichte zu Luft	1.17	1.53	0.97
MAK-Wert [ppm]	10	5'000	-
Gefährlichkeit	Toxisch	Ersticken	Ersticken

Tab. 6: Eigenschaften der wichtigsten Nicht-Kohlenwasserstoffgase.

ppm tritt sofortige Bewusstlosigkeit ein, ab 1500 ppm kann der Tod innert weniger Minuten eintreten.

Der MAK-Wert (Maximale Arbeitsplatzkonzentration während 8 Stunden) für H_2S liegt bei 10 ppm.

H_2S ist brennbar, sein Explosionsbereich liegt zwischen 4.5 und 45.5 Vol.%. Bei einer Mischung von H_2S mit Kohlenwasserstoff-Gasen wird deren Zündtemperatur herabgesetzt.

Schwefelwasserstoff ist wenig dichter als Luft und kann sich somit in Bodennähe oder in Vertiefungen anreichern.

4.2.2 Kohlendioxid

Kohlendioxid ist ein farb- und geruchloses und im Vergleich zu Schwefelwasserstoff wenig giftiges Gas. Der MAK-Wert liegt bei 5000 ppm. Die Gefährlichkeit von CO_2 liegt in der erstickenden Wirkung. 8–10 Vol.% CO_2 in der Luft führen zu Kopfschmerzen und Atemnot. Eine Konzentration von 20 Vol.% CO_2 kann tödlich wirken. Sinkt der Sauerstoffgehalt der Luft unter 17 Vol.%, wird das Atmen mühsam und auf die Dauer gefährlich (eine Kerze verlöscht bei 17–18 Vol.%). Bei einem Sauerstoffgehalt von weniger als 13 Vol.% treten rasch Bewusstlosigkeit und schliesslich der Tod ein.

CO_2 ist nicht brennbar. Es ist schwerer als Luft und reichert sich deshalb im Bereich des Bodens und von Senken an.

4.2.3 Stickstoff

Molekularer Stickstoff (N_2) ist ein farb- und geruchloses, inertes Gas. Mit fast 80 Vol% ist er der Hauptbestandteil der Luft. Bei starkem Stickstoffüberschuss kommt es zur Abreicherung von Sauerstoff, was zu Gesundheitsschäden führen kann (s. oben).

Stickstoff ist in natürlichen, freien Erdgasen in der Schweiz nachweisbar, jedoch im Vergleich mit den Kohlenwasserstoffkomponenten nur in vergleichsweise geringen Konzentrationen.

5. Bisherige Richtlinien und Empfehlungen

5.1 Die alte SUVA-Richtlinie

Die SUVA-Richtlinie «Richtlinien zur Verhütung von Unfällen durch Brände und Explosionen bei der Erstellung von Bauten in Erdgas führenden Gesteinsschichten» aus dem Jahre 1957 mit Änderungen vom Mai 1994 definierte bis anhin den sicherheitstechnischen Rahmen für Untertagarbeiten im gasführenden Gebirge. Darin ist festgehalten, dass die SUVA aufgrund des geologischen Gutachtens, oder wenn bei Bauarbeiten Gas auftritt, entscheidet, ob eine Baustelle dieser Richtlinie unterstellt wird oder nicht.

Aus dem Jahre 1972 datiert eine «Interne Anleitung» der SUVA zur «Überwachung von Untertagebaustellen in Erdgas führenden Gesteinsschichten». Darin sind detaillierte Massnahmen für verschiedene Vortriebsarten bei Gasgefahrenstu-

fen 0–5 (keine bis sehr grosse Gasgefahr) definiert. Die Gasgefahrenstufen sind nicht weiter umschrieben. Diese «Interne Anleitung» wurde in den vergangenen Jahren zunehmend von Projektierungsteams als Richtschnur für die Ausschreibung und Durchführung von Bauarbeiten verwendet und wurde so zur «Regel».

5.2 Empfehlungen des SIA

Die alte SIA-Empfehlung 199: «Erfassen des Gebirges im Untertagbau» aus dem Jahre 1975 erwähnt, dass der geologisch-geotechnische Bericht Angaben über «Gasvorkommen» im Festgestein enthalten soll. Weitere Hinweise zum Thema Erdgas sind in dieser Empfehlung nicht enthalten.

Im Rahmen der Vorarbeiten für den Gotthard-Basistunnel wurde von Schmid (1994) eine geologische Definition von Gasgefahrenstufen 0–5 vorgenommen. Dabei erfolgt die Beurteilung eines Gasvorkommens nach den «klassischen» Parametern der Erdgasgeologie: Muttergestein, Reservoirgestein sowie Abdichtung, Einstufung der Grösse des Gasvorkommens und Beurteilung des Ausströmverhaltens des Gases. Diese schematische Beurteilung berücksichtigt jedoch weder die regionalgeologische Entwicklung noch die – aus erdgasgeologischer Sicht – meist sehr oberflächennahe Lage eines Bauwerkes.

Die neue SIA-Empfehlung 199 aus dem Jahre 1998 weist u.a. darauf hin, dass für die Beschreibung des Gebirges gegebenenfalls Untersuchungen bezüglich der Erdgasführung im Gestein durchzuführen sind, und dass bei der Beurteilung des Gebirges Grösse des Vorkommens, Speichervolumen, Gasdruck und Ausströmverhalten zu beurteilen sind. Die Gasgefahr sei dann aufgrund der Vorkommenswahrscheinlichkeit in drei Stufen (gering, mittel, hoch) einzuteilen.

6. Das neue Technische Merkblatt der SUVA

6.1 Inhalt

Das neue Technische Merkblatt «Verhütung von Unfällen durch Brände und Explosionen bei der Erstellung von Untertagbauten in Erdgas führenden Gesteinsschichten» der SUVA vom März 2002 bezweckt die Verhütung von Unfällen, Bränden und Explosionen. In diesem Merkblatt wird in den Allgemeinen Sicherheitsanforderungen u.a. eine Einteilung in Gasgefahrenstufen vorgenommen (s. Kap. 6.2). Weiter werden u.a. die Begriffe Sicherheitskommission und Schutzkonzept, Lüftungskonzept und Konzentrationsüberwachung etc. definiert. Unter dem Kapitel Arbeitsorganisation werden die Massnahmen (notwendige Messungen, technische und organisatorische Massnahmen) für die verschiedenen Vortriebsarten (Sprengvortrieb, TBM[1]- und TSM[2]-Vortrieb, Pressvortrieb im Lockermaterial) definiert.

6.2 Einteilung in Gasgefahrenstufen

Das Technische Merkblatt verlangt, dass im Rahmen des geologischen Gutachtens eine Beurteilung der Erdgasgefährdung vorgenommen wird. Es ist dabei grund-

[1] Tunnelbohrmaschine
[2] Teilschnittmaschine

Gefahrenstufe	Möglichkeit eines Gasvorkommens	Überflutungsgefahr*	Ausgasverhalten**
0	Nicht gegeben	–	–
1	Gas möglich oder sicher	Ohne Überflutungsgefahr	Ausgasen während kurzer Zeit
2			Ausgasen während langer Zeit
3		Mit Überflutungsgefahr	Ausgasen während kurzer Zeit
4			Ausgasen während langer Zeit

* Überflutungsgefahr = Austreten von Gas in grossen Mengen pro Zeiteinheit aus dem Gestein, aus Klüften oder anderen Hohlräumen, das bei einer Lüftungsgeschwindigkeit von 0.5 m/s zu einer Überschreitung des Grenzwertes von 1.5 Vol.% Methan führt.

** Ausgasen während kurzer Zeit = Ausgasen, das rasch abklingt.
Ausgasen während langer Zeit = andauerndes Ausgasen auf gleichem Niveau oder mit nur geringfügigem Abklingen.

Tab. 7: Einteilung in Gasgefahrenstufen nach SUVA 2002.

sätzlich die Möglichkeit eines Gasvorkommens und insbesondere die Gefahr der Gasüberflutung und das Ausgasverhalten zu beurteilen. Dabei werden insgesamt fünf Gefahrenstufen definiert (Tab. 7):.

Diese Einteilung berücksichtigt vor allem den *immission*sseitigen Aspekt des gasführenden Gebirges im Hinblick auf notwendige Massnahmen für einen sicheren Vortrieb. Es ist Aufgabe des geologischen Gutachtens, den *emission*sseitigen Teil zu beurteilen und eine Abschätzung der potentiellen Gasimmission vorzunehmen.

7. Vorgehen bei der Charakterisierung der Gasgefährdung

7.1 Qualitative Erdgasprognose

Der erste Schritt, um eine allfällige Gasgefährdung im Untergrund abzuschätzen, ist die qualitative Beurteilung der Gasführung. Dazu müssen einerseits Erfahrungen aus vergleichbaren Gesteinen oder Bauwerken beigezogen und beurteilt, und andererseits muss eine Charakterisierung der einzelnen erdgasgeologisch relevanten Elemente vorgenommen werden.

- *Muttergestein*: Treten im Untergrund Gesteine auf, die einen erhöhten Gehalt an organischem Material aufweisen? Besass oder besitzt dieses Gestein einen Reifegrad, der eine thermogene Gasentstehung erlaubte oder erlaubt? Ist eine bakterielle Gasentstehung im Untergrund denkbar?
- *Migration*: Erfolgte oder erfolgt eine Migration von Gasen aus dem Muttergestein durch Klüfte und Schichtfugen, entlang von durchlässigen Formationen in ein Speichergestein? War oder ist eine solche Migration durch schlecht- oder undurchlässige Gesteine behindert?
- *Speichergestein*: Treten Gesteine auf, die eine Speicherung von Erdgas erlauben? Eine Speicherung von Gas ist nicht nur im Porenraum eines Gesteins möglich, sondern auch in Klüften oder in Karsthohlräumen.
- *Abdichtung*: Ist ein gasführendes Gestein derart abgedichtet, dass ein Entwei-

chen des darin enthaltenen Gases an die Oberfläche stark verzögert oder verhindert wird?

Wenn diese Faktoren in räumlicher und zeitlicher Beziehung aufeinander abgestimmt sind, kann es zur Bildung eines Erdgasvorkommens bzw. einer Erdgaslagerstätte kommen. Von einem Erdgasvorkommen bzw. einer Lagerstätte wird gesprochen, wenn Erdgas in förderbarer Menge und Qualität in einem Reservoir enthalten ist.

Eine Gasgefährdung liegt aber bereits vor, wenn im Untergrund eine, im Vergleich zu einem Vorkommen, geringe Menge Erdgas im Gestein enthalten ist.
Diese qualitative Beurteilung der Gasführung hilft die Frage zu beantworten, ob im Untergrund die *Möglichkeit eines Gasvorkommens* besteht.

7.2 Quantitative Prognose

Die nach der SUVA-Richtlinie vorzunehmende Erdgasprognose für Untertagbauten erfordert im Weiteren Aussagen über die Überflutungsgefahr des Bauwerkes durch Gas und über das Ausgasverhalten (= zeitliches Verhalten des Ausgasens).

Für die Beurteilung der *Überflutungsgefahr* sind grundsätzlich zwei verschiedene Aspekte von Bedeutung:

(1) Die Menge der im Gestein auf- bzw. austretenden Gase,
(2) die Verdünnung der austretenden Gase durch die natürliche und künstliche Ventilation.

Eine quantitativ exakte Prognose der Menge, der aus einem Gestein austretenden Gase ist ohne grösseren Aufwand nicht möglich. Trotzdem kann eine Abschätzung der austretenden Gasmengen vorgenommen werden. Diese sind unter anderem abhängig von folgenden Parametern:

- Gesteinsporosität (primäre und sekundäre Porosität),
- Gesteinspermeabilität,
- Klüftung im Gestein (Klüfte offen/geschlossen, Ausdehnung etc.),
- Wasserführung,
- Druckverhältnisse.

Je nach Vortriebsmethode kann eine Gebirgsauflockerung zu einer besseren Gasdrainage und damit zu grösseren zutretenden Gasmengen führen. Auch können durch das vollständige Zerbohren des Gesteins durch eine TBM grössere Gasmengen freigesetzt werden. Allerdings muss immer auch die Möglichkeit in Betracht gezogen werden, dass die ehemals gasführenden Gesteine durch zirkulierendes Wasser entgast worden sind.

Die Möglichkeit der Verdünnung der austretenden Gase wird durch die Leistungsfähigkeit der Ventilation bestimmt, welche somit für die Betrachtung der Überflutungsgefahr mit einzubeziehen ist.

Unter *Ausgasverhalten* des Gebirges ist das zeitliche Verhalten des Ausgasens zu verstehen. Ist nur während kurzer Zeit mit einer Gaszufuhr zu rechnen oder ist eine Gaszufuhr während längerer Zeit (Stunden, Tage, Monate, evtl. Jahre) möglich? Die Beantwortung dieser Frage ist abhängig von verschiedenen Faktoren wie:

- Ausdehnung der gasführenden Gesteine,
- Gaswegsamkeit im Untergrund,
- Abdichtung des gasführenden Gesteins,
- Gaszufuhr aus umgebenden Gesteinen und dem tieferen Untergrund.

Die Beurteilung dieser Faktoren erlaubt eine Abschätzung des Ausgasverhaltens der Gesteine.

Neben der regionalen erdgasgeologischen Beurteilung und der lokalen Charakterisierung der vorkommenden Gesteine ist ein gründliches Studium der publizierten Literatur und unveröffentlichter Unterlagen notwendig. Durch eine geologische Analyse und Vergleiche mit anderen Bauwerken lässt sich die Prognose der Gasführung des Gebirges weiter verbessern.

Durch zusätzliche Abklärungen während der Phase der Voruntersuchungen, wie zum Beispiel:

- Gasmessungen in Sondierungen,
- Entnahme entsprechender Proben und
- dazugehörige, geochemische Analysen,

ist eine bessere Erfassung der Gasführung des Gebirges möglich. Ähnlich wie bei der Prognose der Wasserführung ist allerdings eine präzise quantitative Prognose der Gasführung des Gebirges schwierig, da Porosität, Permeabilität und Gasdruck nicht mit genügender Genauigkeit bestimmt werden können.

8. Schlussbemerkung

Die Frage der Gasführung im Untergrund ist aufgrund des heterogenen Aufbaus des Untergrundes ein komplexes Problem, und die erdgasgeologische Prognose für Untertagbauten ist für einen Geologen eine anspruchsvolle Aufgabe. Zwar sind Beobachtungen von Gasaustritten an der Oberfläche und untertage in verschiedenen Gebieten vorhanden, jedoch liegen Resultate von systematischen erdgasgeologischen Untersuchungen nur vereinzelt vor oder fehlen ganz. Zudem sind erdgasgeologische Grundlagen auf den oberflächennahen Bereich, wo Untertagbauten oft liegen, nicht direkt übertragbar, da oberflächliche oder oberflächennahe Prozesse wie Auflockerung, Wasserführung oder bakterielle Beeinflussung auf die Gasführung des Gebirges einen Einfluss haben.

Durch sorgfältig dokumentierte erdgasgeologische Untersuchungen vor und während des Baus von Stollen, Tunnels oder anderen Untertaganlagen müssen die Kenntnisse über die Erdgasführung im (oberflächennahen) Untergrund und damit auch künftige Prognosen verbessert werden.

Literatur

AMMANN, M. & SCHENKER, F. 1989: Nachweis von tektonischen Störungen in 2 Bodengasprofilen in der Nordschweiz. Nagra techn. Ber. NTB 89-25, 47 p.

BRINK, H.-J., BURRI, P., LUNDE, A. & WINHARD, H. 1992: Hydrocarbon habitat and potential of Swiss and German Molasse Basin: A comparison. Eclogae geol. Helv., 85/3, 715–732.

BOSSARD, P. & GÄCHTER, R. 1981: Methan- und Sauerstoffhaushalt im mesotrophen Lungernsee. Schweiz. Z. Hydrol. 43/2, 219–252.

BURKHARD, M. & KALKREUTH, W. 1989: Coalification in the northern Wildhorn nappes and adjacent units, western Switzerland. Implications for tectonic burial histories. Int. J. Coal Geol., 11, 47-64.

BÜCHI, U.P. & AMBERG, R. 1983: Erdgasindikationen des schweizerischen Alpenrandes. Bull. schweiz. Ver. Petroleum-Geol. u. Ing., 37/92, 37–50.

BÜCHI, U.P., FREIMOSER, M. & WEISS, HP. 1990: Über ein Gasvorkommen im Gebiet Bürg, Spiez (BE). Bull. schweiz. Ver. Petroleum-Geol. u. Ing., 56/130, 35–48.

ERDELBROCK, K. 1994: Diagenese und schwache Metamorphose im Helvetikum der Ostschweiz (Inkohlung und Illit-«Kristallinität»). Diss. Univ. Aachen, 120 p.

FABER, E., BERNER, U., HOLLERBACH, A. & GERLING, P. 1997: Isotope geochemistry in surface exploration for hydrocarbons. Geol. Jb. D 103, 103–127.

GAUTSCHI, A., FABER, E., MEYER, J. MULLIS, J., SCHENKER, F. & BALLENTINE C. 1990: Hydrocarbon and noble gases in fluid inclusions of Alpine calcite veins - Implications for hydrocarbon exploration. Bull. Ver. schweiz. Petroleum-Geol- u. -Ing., 57/131, 13–36.

GREBER, E., BERNOULLI, D., LEU, W., SCHUMACHER, M.E. & WYSS, R. 1997: Hydrocarbon provinces in the Swiss Southern Alps - a gas geochemistry and basin modelling study. Marine and Petroleum Geology, 14/1, 3–25.

GREBER, E., GRÜNENFELDER, T., KELLER, B. & WYSS, R. 1994: Die Geothermiebohrung Weggis, Kanton Luzern. Bull. Ver. Schweiz. Petroleum-Geol. u. -Ing., 61/138, 17–43.

GREBER, E., LEU, W. & WYSS, R. 1995: Erdgasindikationen in der Schweiz. Grundlagen zur Charakterisierung des Gasgefahrenpotentials im Untergrund. Bull. Schweizer Ing. u. Arch., 24, 8. Juni 1995, 567–572.

GREBER, E. & LEU, W. 1997: Influence of hydrocarbons on water-rock interaction in a deep flow system: The Stabio mineral waters (Swiss Southern Alps). In: Hendry, J.P., Carey, P.F., Parnell, J., Ruffell, A.H. & Worden, R.H. (eds.): Geofluids II '97 Contribution to the Second International Conference on Fluid Evolution, Migration and Interaction in Sedimentary Basins and Orogenic Belts. Belfast, Northern Ireland, March 10th – 14th, 1997, 465–468.

GREBER, E., LEU, W. & SCHEGG, R. 1997: Hydrocarbon habitat and potential of Switzerland - An evaluation of the oil and gas potential of Switzerland based on public well data, seismic lines and basin modelling results. Commercial Geoform Report, Vol. A & B, 28 p. + 4 annexes + 20 figures + 3 tables.

GREBER, E. & WYSS, R. 1994: Origin and evolution of the Lago Maggiore gas seeps revealed by geochemical techniques. Bull. Ver. Schweiz. Petroleum-Geol. u. -Ing., 61/139, 21–47.

GREBER, E. & WYSS, R. 1998: Geochemische Grundlagen der Genese von Erdgasen und ihre Anwendung im oberflächennahen Bereich. Nachdiplomkurs in angewandten Erdwissenschaften der ETHZ, 11. Blockkurs: «Isotopenmethoden in der Umwelt- und Ingenieurgeologie», 22 p.

HAUBER, L. 1991: Ergebnisse der Geothermiebohrungen Riehen 1 und 2 sowie Reinach 1 im Südosten des Rheingrabens. Geolog. Jb. 48, 167–184.

HINZE, W, JÄGGI, K. & SCHENKER, F. 1989: Sondierbohrungen Böttstein, Weiach, Riniken, Schafisheim, Kaisten, Leuggern – Gasmessungen. Nagra techn. Bericht, NTB 86-11, 30 p.

KEMPTER, E.H.K. 1987: Fossile Maturität, Paläothermogradienten und Schichtlücken in der Bohrung Weiach im Lichte von Modellrechnungen der thermischen Maturität. Eclogae geol. Helv., 80/2, 543–552.

KOPP, J. 1955: Erdöl und Erdgas in der Schweiz. Verlag Räber + Cie, Luzern.

Lahusen, P.H. & Wyss, R. 1995: Erdöl- und Erdgasexploration in der Schweiz: Ein Rückblick. Bull. schweiz. Ver. Petroleum-Geol. u. Ing., 62/141, 43–72.

MACHEL, H.G. 1997: Thermochemical sulfate reduction and its relationships to carbonate diagenesis, sour gas, sulfur, and metal sulfide deposits. In: J. Hendry, P. Carey, J. Parnell, A. Ruffell & R. Worden (eds.): Geofluids II '97, Extended Abstract Book, Belfast Northern Ireland, 469–472.

MAZUREK, M. 1999: Evolution of gas and aqueous fliud in low permeability argillaceous rocks during uplift and exhumation of the centras Swiss Alps. Appl. Geochem. 15, 211–234.

MULLIS, J., DUBESSY, J., POTY, B. & O'NEIL, J. 1994: Fluid regimes during late stages of a continental collision: Physical, chemical and stable isotope measurements of fluid inclusions in fissure quartz from a geotraverse through the Central Alps, Switzerland. Geochim. Cosmochim. Acta, 58/10, 2239–2267.

NAGRA 1997: Geosynthese Wellenberg. Nagra techn. Bericht NTB 96-01, 511 p.

NÖTH, S. 1997: High H_2S contents and other effects of thermochemical sulfate reduction in deeply buried carbonate reservoirs: a review. Geol. Rundsch. 86, 275–287.

RICE, D.D. & CLAYPOOL, G.E. 1981: Generation, accumulation, and resource potential of biogenic gas. Bull. Amer. Assoc. Petroleum Geol., 65/1, 5–25.

SCHEGG, R. 1992: Thermal maturity of the Swiss Molasse Basin: Indications for paleogeothermal anomalies? Eclogae geol. Helv., 85/3, 745–764.
SCHEGG, R. 1994: The coalification profile of the well Weggis (Subalpine Molasse, Central Switzerland): Implications for erosion estimates and the paleogeothermal regime in the external part of the Alps. Bull. schweiz. Ver. Petroleum-Geol. u. Ing., 61/139, 57–67.
SCHMID, L. 1994: Der Axentunnel. In: Fechtig, E. & Kovari, K. (eds.): Basistunnel durch die Alpen. Internationales Symposium Zürich, 75–83.
SCHNEIDER, T.R. 1984: Geologischer Schlussbericht Seelisbergtunnel, Zusammenfassung. Beitr. Geol. Schweiz, geotechn. Serie, 65, 87 p.
SUCHY, V., FREY, M. & WOLF, M. 1997: Vitrinite reflectance and shear-induced graphitization in orogenic belts: A case study from the Kandersteg area, Helvetic Alps, Switzerland. Int. J. Coal Geol., 34, 1-20.
SUVA 2002: Verhütung von Unfällen durch Brände und Explosionen bei der Erstellung von Untertagbauten in Erdgas führenden Gesteinsschichten. – Technisches Merkblatt. Luzern, März 2002, 66102.d, 16 p.
TISSOT, B.P. & WELTE, D.H. 1984: Petroleum formation and occurrence. Second revised and enlarged edition, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo, 699 p.
TODOROV, I., SCHEGG, R. & WILDI, W. 1993: Thermal maturity and modelling of Mesozoic and Cenozoic sediments in the south of the Rhine Graben and the Eastern Jura (Switzerland). Eclogae geol. Helv., 86/3, 667–692.
WEXSTEEN, P., JAFFÉ, F.Z. & MAZOR, E. 1988: Geochemistry of cold CO_2-rich springs of the Scuol-Tarasp region, Lower Engadine, Swiss Alps. J. Hydrology, 104, 77–92.
WHITICAR, M.J. 1994: Correlation of natural gases with their sources. In: Magoon, L.B. & Dow, W.G. (eds.): The petroleum system – from source to trap. AAPG Memoir 60, 261–283.
WHITICAR, M.J., FABER, E. & SCHOELL, M. 1986: Biogenic methane formation in marine and freshwater environments: CO_2 reduction vs. acetate fermentation - isotopic evidence. Geochim. Cosmochim. Acta, 50, 693–709.
WYSS, R. 1999: Erdgas beim Bau des Sondierstollens Lötschberg: Untersuchungen und Massnahmen. In: Löw, S. & Wyss, R. (eds.): Vorerkundung und Prognose der Basistunnels am Gotthard und am Lötschberg. Balkema Rotterdam, p. 161–171.
WYSS, R. 2001: Der Gasausbruch aus der Erdsondenbohrung in Wilen (OW). Bull. angew. Geol. 6/1, 25–40.