

Untersuchungen zum Kondensationsverhalten von kohlenwasserstoffhaltigen Gasgemischen

Kurzfassung der Dissertation

eingereicht von

Dipl.-Ing. Thorsten Engler

an der Fakultät für Chemieingenieurwesen und Verfahrenstechnik
der Universität Fridericiana zu Karlsruhe (TH)

Karlsruhe, im Juli 2000

Motivation

Mit einer weltweiten gesicherten Reserve von zur Zeit $146 \cdot 10^{12} \text{ m}^3_{\text{N}}$ zählt Erdgas¹ zu den bedeutenden fossilen Energieträgern der nächsten Jahrzehnte [1]. Deutschland importierte 1999 über 80% seines Gasbedarfes von $79,5 \cdot 10^9 \text{ m}^3_{\text{N}}$ über Pipelines aus den Förderländern Rußland (35%), Norwegen (20%) und den Niederlanden (19%) [1] [2]. Die Verteilung des Gases zu den Abnehmern in Industrie und Haushalten erfolgt über ein weit verzweigtes Netz von Hoch-, Mittel- und Niederdruckpipelines.

Die zentrale Aufgabe der Gasversorgungsunternehmen ist dabei die Gewährleistung der **Versorgungssicherheit** und der **Qualitätsstandards** unabhängig von den Betriebsbedingungen und der Nachfragesituation [3] [4]. Die Anforderungen an die Gasbeschaffenheit werden dazu im DVGW-Arbeitsblatt G260 festgelegt [5]. Neben den brenntechnischen Kenndaten sind die Gehalte an **Gasbegleitstoffen** (Kondensate, Wasser, Schwefel, etc.) von besonderer Bedeutung. Neue Entwicklungen bei Brennern und Gasturbinen verlangen eine immer bessere Qualität des Erdgases hinsichtlich dieser Begleitstoffe.

Hinweise auf Betriebsstörungen, die durch Kondensate hervorgerufen wurden, sind vereinzelt in der Literatur zu finden (z.B. [6] [7]). Schon geringe Kondensatgehalte ($> 5 \text{ mg/m}^3_{\text{N}}$) können dabei ausreichen, um betriebliche Störungen zu verursachen [8]. So werden die in Leitungstiefpunkten akkumulierten Kondensate bei Änderung der Strömungsbedingungen schlagartig mitgerissen. In verzweigten Leitungssystemen erhält aufgrund von Trägheitseffekten oft nur ein Abnehmer die gesamte Kondensatmasse [9].

Neben den steigenden Anforderungen an die Gasqualität kommt der Kenntnis des Kondensationsverhaltens vor dem Hintergrund der EU-Erdgasrichtlinie [10] [11] eine wichtige Bedeutung zu. Aufgrund von geänderten Durchleitungsbestimmungen infolge der Liberalisierung des Gasmarktes entstehen durch Mischen von Gasen unterschiedlicher Herkunft neue Gasqualitäten, die sich in ihren Eigenschaften deutlich von den bekannten Gasen unterscheiden können. Zur Vorhersage und Überwachung des Kondensationsverhaltens sind deshalb die folgenden Punkte erforderlich:

- a) für Feldversuche automatisierbare sowie im Labor durchführbare Kondensatmeßverfahren,
- b) eine detaillierte Kenntnis der Gaszusammensetzungen sowie
- c) genaue thermodynamische Modelle zur Vorhersage der Kondensatgehalte und -bestandteile.

Ziel dieser Arbeit ist es, Beiträge zu diesen Punkten systematisch zu erarbeiten.

Übersicht über Meßmethoden

In einer Literaturübersicht werden zunächst verschiedene Meßmethoden zur Phasengleichgewichtsmessung vorgestellt und klassifiziert. Aufgrund des geringen Flüssigkeitsanteils (Kondensatgehalt) der interessierenden Gasgemische sind jedoch viele der gebräuchlichen analytischen Methoden (z.B. statische Zellen mit konstantem oder variablem Volumen sowie Rezirkulationsmethoden [13]) in diesem Anwendungsfall nicht einsetzbar. Taupunktsbestimmungen mittels Detektion der Reflexionseigenschaften eines gekühlten Spiegels [14] oder durch Messung der Eigenfrequenzen eines Kugelresonators [15] haben sich zwar als sehr empfindliche Methoden herausgestellt, weisen jedoch einige prinzipielle Nachteile auf (vgl. [16]). Zudem sind keine Proben der Kondensate entnehmbar. Deshalb wurde in dieser Arbeit eine **Durch-**

¹ In der Gastechnik übliche Mengeneinheit „Normkubikmeter“ (m^3_{N}) . 1 m^3 Erdgas bei Normbedingungen (101325 Pa und 273,15 K) entspricht je nach Zusammensetzung einer Masse von 0,7 bis 0,9 kg.

flußmethode mit **Akkumulation der Kondensate** eingesetzt. Eine solche Methode wird als gravimetrisches Verfahren bereits in den Normen ISO 6570 [17] und DIN 51859 [18] beschrieben. Messungen nach dieser Methode besitzen jedoch einige spezifische Nachteile:

- sie sind nicht automatisch durchführbar,
- eine kontinuierliche Aufzeichnung des Kondensatgehaltes ist nicht möglich,
- eine Probenahme des angefallenen Kondensates unter Versuchsdruck ist nicht vorgesehen,
- es werden große Mengen an Versuchsgas benötigt, so daß Labormessungen nicht möglich sind,
- wegen der großen Gasmenge werden außerdem sehr lange Meßzeiten benötigt. (Bei Änderung der Gasqualität während des Versuches ist dann eine eindeutige Zuordnung der gemessenen Kondensatgehalte zur Gaszusammensetzung nicht mehr möglich.)

Versuchsapparat

Aus diesen Gründen wird in dieser Arbeit ein **kontinuierliches Meßverfahren** vorgeschlagen, welches die oben genannten Nachteile nicht besitzt. Es wurde eine Strömungsapparatur gemäß des folgenden Prinzipschemas (Bild 1) geplant und realisiert.

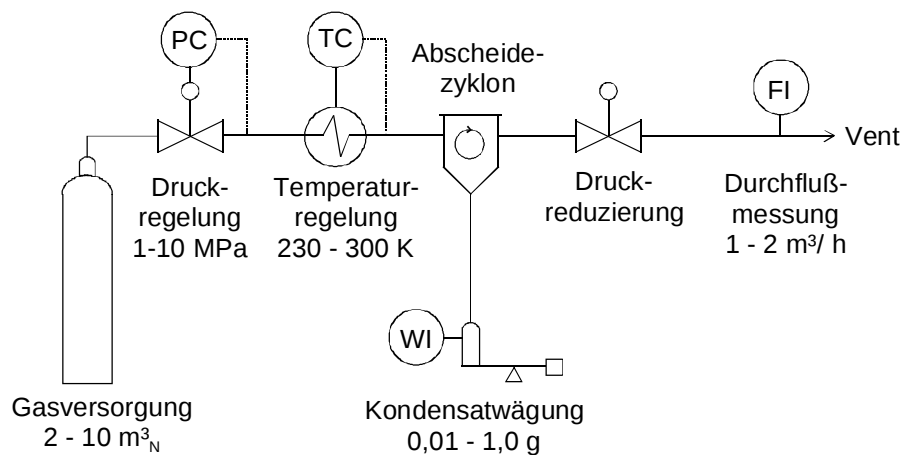


Bild 1: Prinzipschema des Kondensatmeßverfahrens

Ein Gasstrom wird aus einer Vorratsflasche entnommen und mit einer Druckregelung auf den Versuchsdruck gedrosselt. In einem nachfolgenden Wärmeübertrager wird die Versuchstemperatur eingestellt und das anfallende Kondensat in einem Abscheidezyklon vom Gasstrom abgetrennt. Die Gasmenge wird nach einer Druckreduzierung auf Umgebungsdruck gemessen, die Kondensatmasse wird durch Wägung bestimmt. Alle relevanten Meßgrößen (Druck, Temperatur, Gasvolumen, Kondensatmasse) werden dabei kontinuierlich aufgezeichnet.

Die **Wägung des Kondensats** erfolgt in einer Meßzelle, wie sie in Bild 2 schematisch dargestellt ist. Das abgeschiedene Kondensat wird dabei in einer Meßkapillare gesammelt. Am unteren Ende der Kapillare befindet sich ein Differenzdrucksensor, welcher die Druckdifferenz Δp zwischen der Unter- und der Oberseite der Flüssigkeitssäule aufzeichnet. Das Meßprinzip beruht somit auf der Messung des „**hydrostatischen Druckes**“ einer Flüssigkeitssäule. Die auftretenden Druckdifferenzen im Bereich von 1 Pa bis 1 kPa können mit empfindlichen Sensoren sehr präzise gemessen werden.

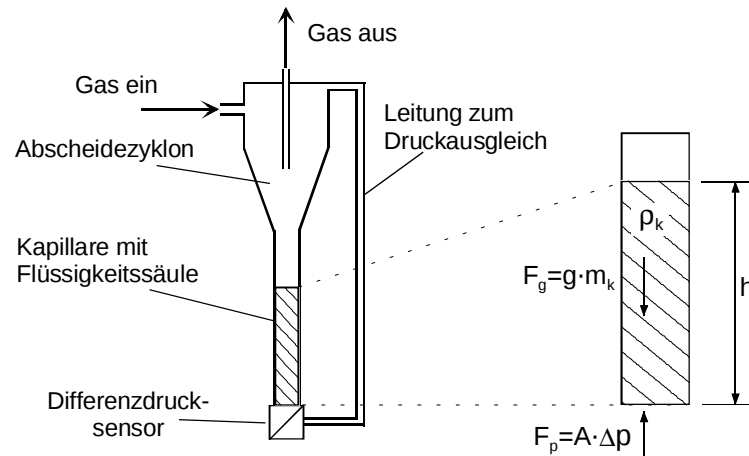


Bild 2: Prinzipschema der Kondensatmeßzelle und vereinfachtes Modell

Aus einer (vereinfachten) Kräftebilanz folgt, daß die abgeschiedene Kondensatmasse m_k dabei direkt proportional zur gemessenen Druckdifferenz Δp und einem geometrieabhängigen Faktor (A/g) ist (Gl. 1).

$$m_k = \Delta p \left(\frac{A}{g} \right) \quad (1)$$

Die (in der Regel unbekannte) Dichte des Kondensats wird dabei nicht benötigt. Es zeigte sich im Laufe der Arbeit, daß (A/g) zusammen mit einigen weiteren Korrekturtermen in der praktischen Anwendung des Meßverfahrens sehr genau durch Kalibrierung ermittelt werden kann. Aus Gleichung 1 ist ersichtlich, daß die **Empfindlichkeit** des Meßverfahrens ($E \equiv \Delta p/m_k$) umgekehrt proportional zur Querschnittsfläche A der Meßkapillare ist. Deshalb wurden **dünne Kapillaren** mit einem Innendurchmesser von 2,00 mm und einer Länge von 200 mm eingesetzt.

Für eine hohe Qualität der Meßergebnisse sind die folgenden Punkte von entscheidender Bedeutung:

- eine möglichst geringe Formtoleranz und **Oberflächenrauigkeit** der Meßkapillare ($R_a < 1 \mu\text{m}$),
- Unterbindung der Ausdehnung der Meßkapillare unter **Temperatur- und Druckeinflüssen**,
- die Kenntnis der **Trenneigenschaften** des Zyklons,
- die sehr genaue Messung der **Versuchsdrücke** ($p < 3 \text{ kPa}$) und des **Gasvolumens** sowie
- eine regelmäßige **Kalibrierung** der Sensoren insbesondere bei Änderung der Versuchsbedingungen.

Insbesondere die präzise Kalibrierung der Sensoren bei hohen Drücken und tiefen Temperaturen erwies sich als Herausforderung. Eingehende Untersuchungen zeigten, daß auf Spritzen, Pipetten oder Pumpen basierende Kalibrierverfahren den gestellten Anforderungen in bezug auf Meßgenauigkeit ($< 0,2\%$) und Reproduzierbarkeit ($< 0,1\%$) nicht standhalten.

Aus diesen Gründen wurden systematisch verschiedene Ansätze untersucht. Als optimale Lösung ergab sich das in Bild 3 dargestellte Kalibrierverfahren. Das Prinzip beruht auf der **Verdrängung einer Kalibrierflüssigkeit aus einem isothermen, einphasig befüllten Vorratsbehälter**. Dabei wird der zurück-

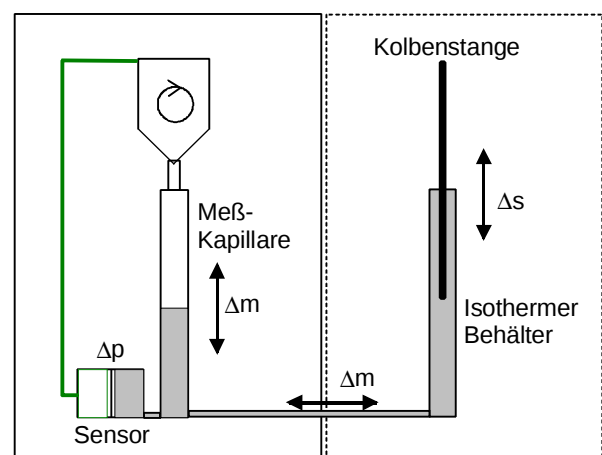


Bild 3: Prinzipskizze des Kalibrierverfahrens

gelegte Weg Δs des Verdrängerkolbens exakt gemessen. Die verdrängte Flüssigkeitsmasse Δm wird aus der genau bekannten Dichte der Kalibrierflüssigkeit und der Querschnittsfläche des Kolbens bestimmt.

Mit der aufgebauten Präzisionskalibrierapparatur lassen sich Differenzdrucksensoren mit einer Auflösung von **55 μg** (0,2 Pa) kalibrieren. Die Reproduzierbarkeit von **0,02%** und die Genauigkeit von **0,1%** wurde gegen eine Analysenwaage ermittelt.

Experimentelle Untersuchungen

Im experimentellen Teil der Arbeit wurden zunächst Messungen an **binären Modellsystemen** bestehend aus den Komponenten Methan, Stickstoff, n-Heptan und n-Dekan durchgeführt. Diese Stoffe wurden ausgewählt, da die entstehenden Kondensate ähnliche Eigenschaften wie Erdgaskondensate aufweisen. Das beobachtete Phasenverhalten wurde dargestellt und interpretiert. Vergleiche mit Kondensatgehalten, die aus Literaturdaten (pTxy) berechnet wurden, zeigten, daß die Messung des Kondensatgehaltes ein äußerst empfindliches Instrument zur Phasengleichgewichtsbestimmung ist. Bereits geringste Unsicherheiten in den Literaturwerten können zu deutlichen Abweichungen führen. Deshalb sind genaue Meßwerte des Kondensatgehaltes für die Überprüfung von Berechnungsmodellen unbedingt erforderlich.

Anschließend wurden Kondensationsversuche mit zwei **Erdgasproben** holländischer Herkunft durchgeführt. Zur Abschätzung des (sinnvollen) Untersuchungsbereiches wurde zunächst eine Phasenumhüllende mit Hilfe von Zustandsgleichungen (PR, PRSV, PCS)² unter Verwendung einer Gasanalyse (83% CH₄, 10% N₂, 4% C₂H₆, 2% CO₂, Rest Kohlenwasserstoffe bis C₁₀) berechnet. Obwohl die jeweiligen Gleichungen unterschiedliche Vorhersagen über die Lage der Maxkondentherme (Bereich maximaler Tautemperatur) machen, kann man in Bild 4 erkennen, daß Kondensatmessungen nur im Bereich

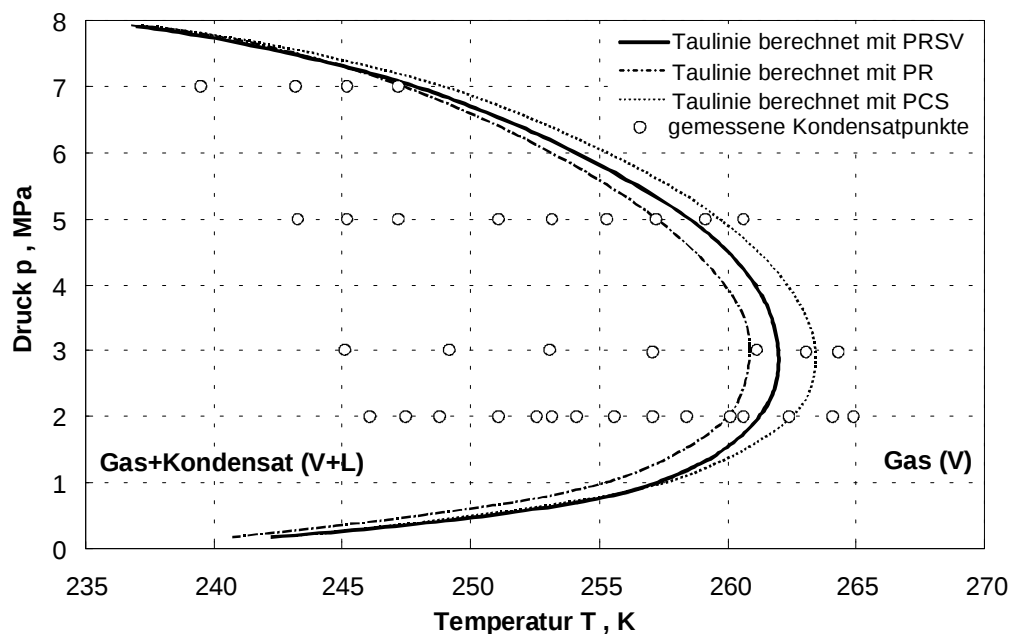


Bild 4: Berechnete Taulinien (PRSV, PR, PCS - Zustandsgleichung mit Gasanalyse) und Lage der Kondensatmeßpunkte für Erdgas E1

² PR = Gleichung nach Peng und Robinson (1976) [19]

PRSV = Modifikation von PR nach Stryjek und Vera (1986) [20] [21]

PCS = Perturbed Chain Statistical Association Fluid Theory - Gleichung nach Groß und Sadowski (1999) [22]

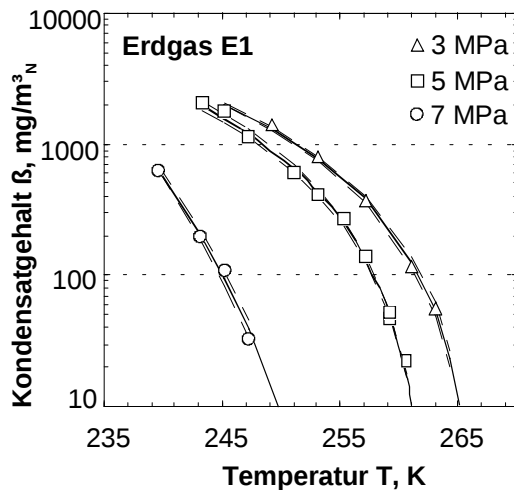


Bild 5: Gemessene Kondensatgehalte für Erdgas E1 bei 3, 5 und 7 MPa.

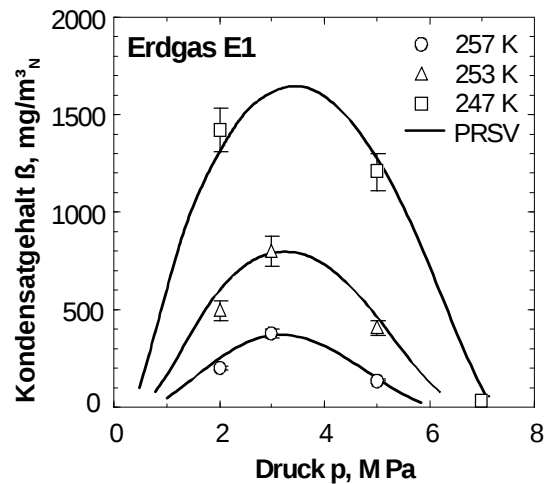


Bild 6: Isotherme Auftragung der gemessenen Kondensatgehalte bei 247, 253 und 257 K

Dargestellt sind die mit einem Ausgleichspolynom berechnete Werte (durchgezogene Linien) sowie der Bereich der erweiterten Unsicherheit U_{95} (gestrichelt, bzw. als Fehlerbalken).

$p < 8$ MPa und $T < \text{ca. } 265$ K durchgeführt werden können.

In Bild 5 sind die experimentell ermittelten Kondensatgehalte β exemplarisch für drei Isobaren in einer β, T -Projektion dargestellt. Zur Veranschaulichung der Lage der Isobaren sind die Ergebnisse zusätzlich in einer β, p -Projektion aufgetragen (Bild 6). Die isobaren Kondensatgehalte steigen bereits bei geringen Unterkühlungen unterhalb der Tautemperatur stark an. Bei vorgegebener Kondensationstemperatur werden die Kondensatgehalte bei jeweils 3 bis 3,5 MPa maximal.

In der p, T -Projektion (Bild 4) sind 35 Zustandspunkte eingetragen, an denen Kondensatgehalte quantitativ bestimmt wurden. Die Tatsache, daß auch Kondensatgehalte im als einphasig berechneten Zustandsgebiet (V) gefunden wurden, ließ vermuten, daß die Gasanalyse (bis C_{10}) als Eingangsparameter der Zustandsgleichungen nicht alle relevanten Komponenten erfaßt. Somit war zur quantitativen Wiedergabe des Kondensationsverhaltens dieses Gases eine Erweiterung der Analyse erforderlich.

Da eine gaschromatografische Detailanalyse des Erdgases den Bereich unterhalb von 0,5 ppm nicht mehr ausreichend genau auflösen vermag, wurde ein Verfahren entwickelt, mit welchem die Informationen aus der Kondensatmessung zur Schätzung der Gesamtzusammensetzung verwendet werden können. In Bild 7 sind exemplarisch die Verteilungen der analysierten Komponenten für verschiedene Kondensationstemperaturen dargestellt. Im Kondensat sind dabei viele der hochsiedenden Komponenten so weit aufkonzentriert, daß eine Analyse bis n-Eicosan möglich ist. Durch Entwicklung eines Modells, welches die experimentellen Gegebenheiten während der Probenahme nachbildet, war es möglich, die (unvollständigen) Gas- und Kondensatanalysen zu kombinieren. Mit dieser Technik konnten Spuren hochsiedender **Komponenten bis C_{20}** mit einem Gehalt von $< 0,0002$ ppm im Erdgas bestimmt werden.

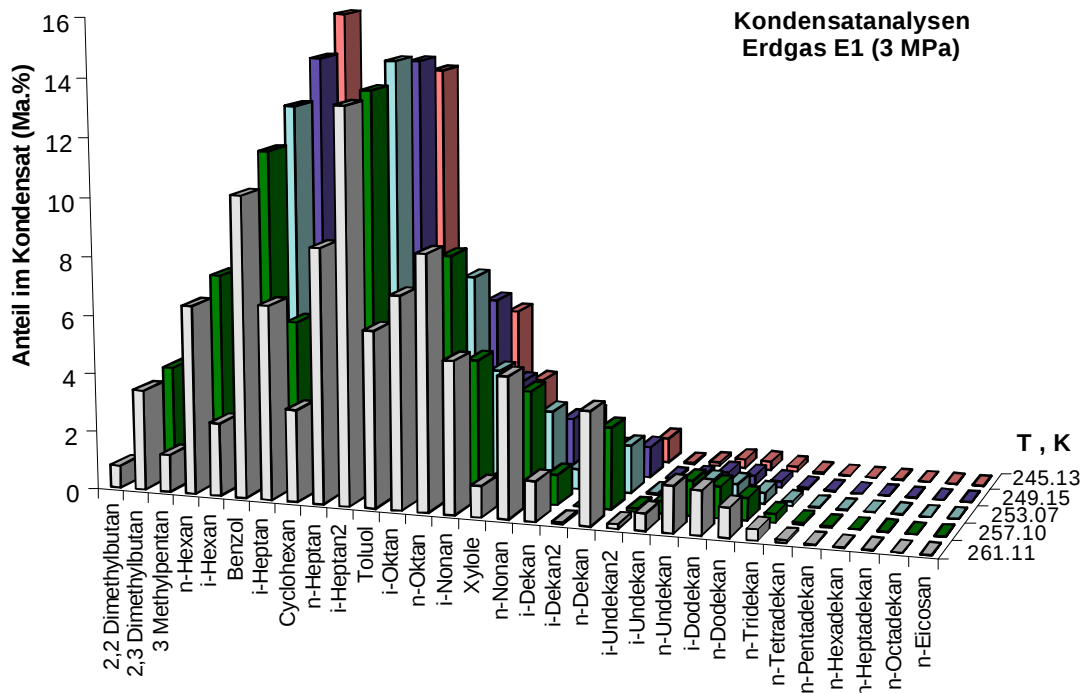


Bild 7: Gaschromatografisch ermittelte Zusammensetzungen der Erdgaskondensate (Gas E1) (in Masse-% der C_{6+} -Fraktion), bei einem Versuchsdruck von 3 MPa.

Theoretische Untersuchungen

In diesem Teil der Arbeit wurden Methoden angewandt und weiterentwickelt, die eine **Beschreibung und Vorhersage** des Kondensationsverhaltens ermöglichen. Auf die Qualität der Berechnungsergebnisse hat die Kombination von **drei Faktoren** einen entscheidenden Einfluß: Neben der Anwendung von geeigneten thermodynamischen **Modellen** ist die Kenntnis der **Stoffeigenschaften** der reinen Komponenten und binären Randsysteme sowie eine genaue stoffliche **Zusammensetzung** der Gemische erforderlich.

Anhand einer **Sensitivitätsanalyse** wird gezeigt, daß das Kondensationsverhalten von Vielkomponentengemischen entscheidend von Spuren höherer Kohlenwasserstoffe abhängt. Insbesondere die Lage des Taupunktes von Erdgasen wird von Komponenten bestimmt, deren Konzentration im Gas kleiner als 0,5 ppm ist ($C_{12} - C_{14}$). Aufgrund von **Löslichkeitseffekten** beeinflussen diese Komponenten den Kondensatgehalt um ein Vielfaches des eigenen Anteils im Kondensat. Bild 8 zeigt die Sensitivität des Kondensatgehaltes in

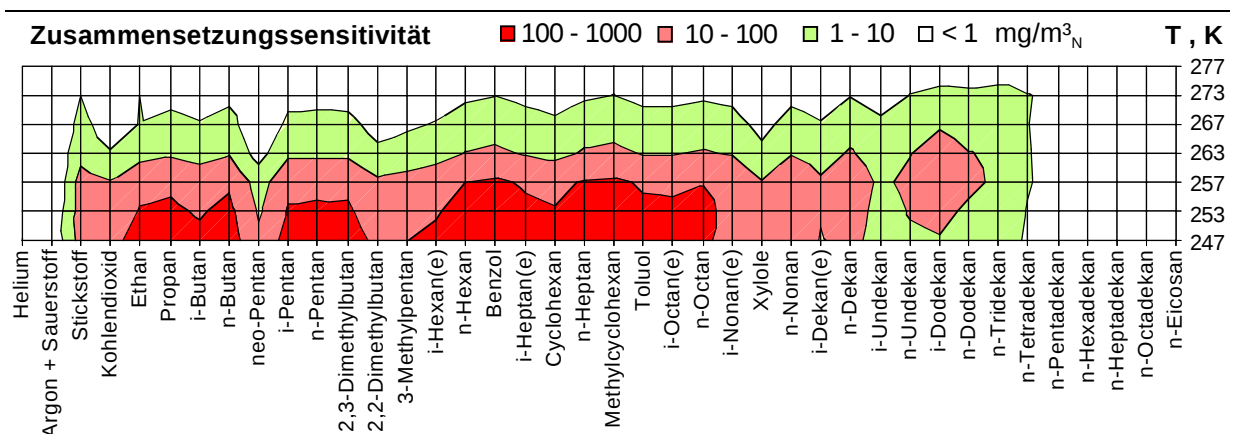


Bild 8: Mit PRSV berechnete Zusammensetzungssensitivitäten in Abhängigkeit der Temperatur für verschiedene Komponenten im Erdgas E1 (bei p=3 MPa)

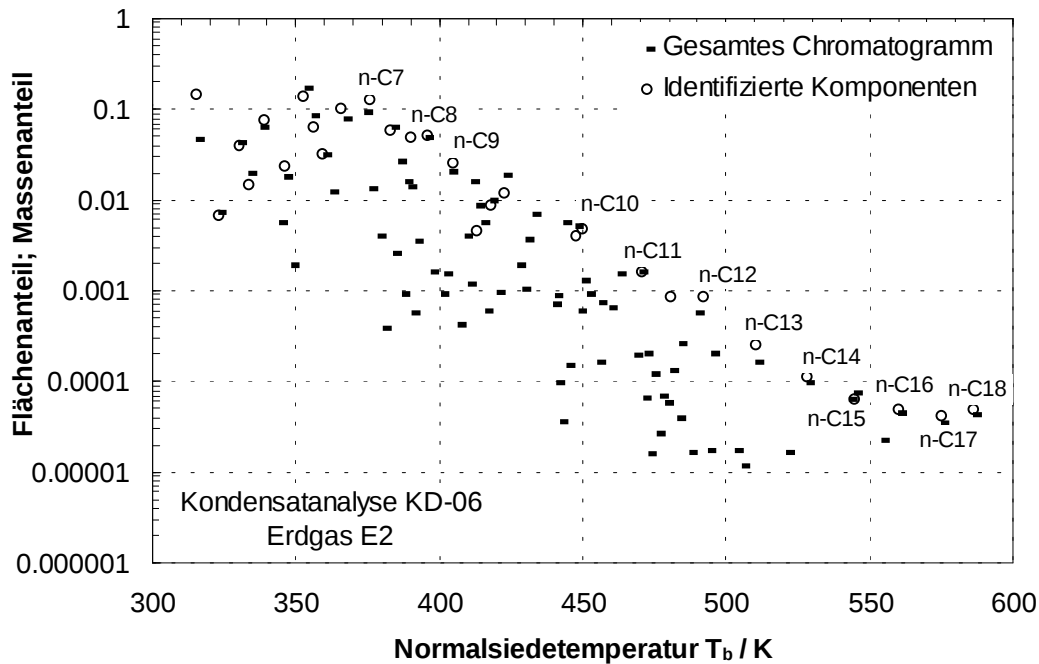


Bild 9: Verteilung der Flächenanteile aller Peaks sowie der Massenanteile der identifizierten Komponenten über der Normalsiedetemperatur. Versuch E2-06 (255.6 K; 3 MPa)

bezug auf die Gaszusammensetzung ($z_i \cdot d\beta/dz_i$). Diese Größe entspricht anschaulich der Änderung im Kondensatgehalt, wenn eine Komponente nicht in der Berechnung berücksichtigt würde. Man erkennt, daß erst Komponenten oberhalb von n-Tetradekan einen Einfluß von weniger als $1 \text{ mg/m}^3_{\text{N}}$ zeigen. Den größten Einfluß haben hingegen Heptan- und Oktan-**Isomere**, die **Aromaten** Benzol und Toluol sowie n-Heptan. Aus diesem Grund hat die Kenntnis der **Isomerenverteilung** einen bedeutenden Einfluß auf die Berechnungsergebnisse [12]. In dieser Arbeit wurde deshalb eine Methode entwickelt, mit welcher die thermodynamischen Stoffeigenschaften unbekannter Komponenten (Peaks) direkt aus den Informationen der GC-Chromatogramme abgeschätzt werden können. In Bild 9 ist exemplarisch die Verteilung der identifizierten und nicht identifizierten Peaks über der Normalsiedetemperatur dargestellt.

Weiterhin wurde eine umfangreiche Stoffdatenrecherche durchgeführt. Es wurden thermodynamische **Stoffdaten** von 200 Erdgaskomponenten und 228 binären Stoffsystemen gesammelt und aufbereitet. Aus einem Pool von 27 verfügbaren **Zustandsgleichungen** wurden systematisch diejenigen Gleichungstypen selektiert, die eine gute Wiedergabe der Stoffdaten zeigten. Als besonders vielversprechend stellten sich die Gleichungen PR, RKS95, PRSV, IM98 und PCS heraus³. So werden über 60% der binären Stoffsysteme mit einer mittleren Abweichung von weniger als 0,5% wiedergegeben (s. Bild 10). Die nicht darge-

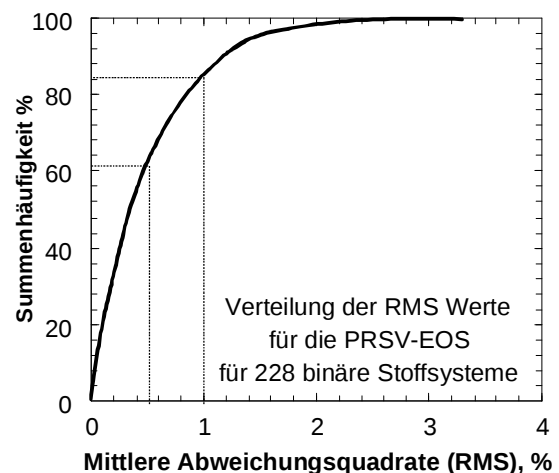


Bild 10: Übersicht über die Verteilung der mittleren Abweichungsquadrate. Ermittelt für die PRSV-Gleichung an 228 binären Stoffpaaren.

³ RKS95 = Modifikation der Gleichung nach Redlich, Kwong und Soave durch Day (1995) [23]

IM98 = Modifikation der Gleichung nach Iwai und Magerum (1998) [24]

stellten Gleichungen liefern annähernd identische Ergebnisse). Beim Vergleich mit experimentell ermittelten Kondensatgehalten zeigten die meisten dieser Gleichungen jedoch deutliche Defizite. Obwohl alle Gleichungen das Phasenverhalten binärer Gemische sehr gut wiedergeben, wirken sich bei der Kondensatberechnung bereits kleinste Unterschiede in den Taupunktskonzentrationen erheblich aus. Nur die **PRSV Zustandsgleichung** war in der Lage, alle Meßwerte **innerhalb ihrer Meßunsicherheit** wiederzugeben.

Durch Anwendung dieser Methoden war es schließlich möglich, das Kondensationsverhalten der untersuchten Erdgase zu beschreiben und vorherzusagen. Bild 11 zeigt die gemessenen und berechneten Kondensatgehalte des Erdgases E1 für drei Isobaren. Die Informationen über den Gehalt an höheren Kohlenwasserstoffen (C_{10} bis C_{20}) wurden dabei der Kondensatanalyse von lediglich einem Meßpunkt entnommen. Weitergehende Untersuchungen zeigten, daß mit diesem Vorgehen nicht nur die Kondensatgehalte, sondern auch die Kondensatzusammensetzungen über einen größeren Zustandsbereich vorhergesagt werden können.

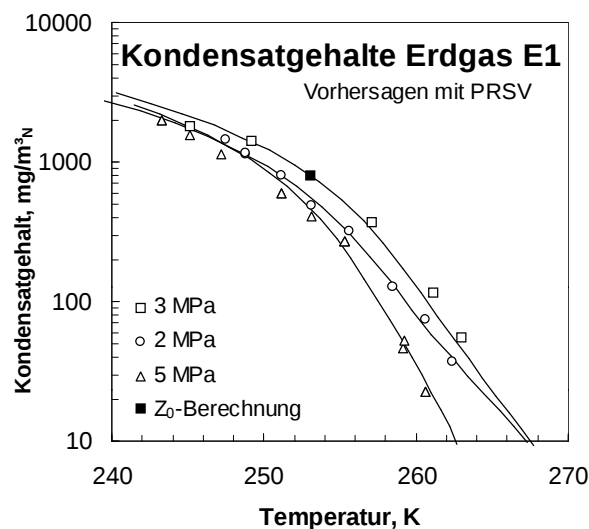


Bild 11: Vorhersage der Kondensatgehalte mit der PRSV-Gleichung und Vergleich mit experimentellen Kondensatgehalten bei 2, 3 und 5 MPa. Die Gesamtzusammensetzung Z_0 wurde aus der Kondensatanalyse des markierten (■) Versuches ermittelt.

Fazit

Zusammenfassend kann festgehalten werden, daß einfache kubische Zustandsgleichungen (wie PRSV) durchaus in der Lage sind, das Kondensationsverhalten komplexer Vielkomponentengemische im Hochdruckbereich zu beschreiben. Voraussetzung ist allerdings, daß die Reinstoff- und Binärparameter an genaue Phasengleichgewichtsdaten stoffspezifisch angepaßt werden, die Eigenschaften der isomeren Kohlenwasserstoffe richtig beschrieben werden und die genaue Zusammensetzung des Erdgases mindestens bis C_{14} bekannt ist.

Deshalb ist die Messung des Kondensatgehaltes (und der Kondensatzusammensetzung) mit einer genauen und automatisierbaren Methode, wie sie z.B. in dieser Arbeit entwickelt wurde, nach wie vor unerlässlich. Es konnte gezeigt werden, daß die Kondensatmassenbestimmung mit Differenzdrucksensoren ein Potential für zuverlässige Messungen hat, wenn die genannten Anforderungen eingehalten werden.

Literatur

- [1] BP Amoco Statistical Review of World Energy, 48th ed. June 1999, S. 20
BP Amoco p.l.c., London, UK
- [2] Schmitz, G; Nowack, W: Jahresübersicht Gaswirtschaft - Gastechnik; BWK 52 (2000), 50-59
- [3] Energiewirtschaftsgesetz (EnWG); Deutsches Gesetz vom 29.4.1998 (BGBl. I S.730)
- [4] Evers, H-U: Das Recht der Energieversorgung. Einführung in das Energiewirtschaftsgesetz
Wilhelm Goldmann, München, 1974
- [5] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW)
Arbeitsblatt G 260: Gasbeschaffenheit; DVGW, 01.2000
- [6] Sigmund, K; Schöller, F: Abscheidung und Gewinnung von höheren Kohlenwasserstoffen in den Erdgas-Fernleitungen; Gas-Wasser-Wärme GWW 19 (1965) 7-13; 25-31
- [7] Lueg, F; Lommerzheim, W: Erfahrungsbericht über Erdgaskondensat in Transportleitungen
GWF-gas/erdgas 127 (1986) 13-16
- [8] Oranje, L: Ueber die Kondensatbildung in Erdgastransportsystemen in Abhängigkeit der Gasqualität. Das Gas- und Wasserfach: GWF 120 (1979), 539-544
- [9] Bohnenstingl, J: Retrograde Kondensation und Zweiphasenfluß in Erdgastransportleitungen
Gas-Wasser-Wärme GWW 42 (1988), 205-218
- [10] Gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt;
Richtlinie 98/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Juni 1998
- [11] Raabe, F: Europäische Erdgasrichtlinie; Gas-Wärme international 46 (1997), 147-151
- [12] Voulgaris, M E: Prediction and Verification of Hydrocarbon Liquid Drop Out of Lean Natural Gas; Dissertation, Delft University, 1995
- [13] Nagahama, K: VLE Measurements at Elevated Pressures for Process Development
Fluid Phase Equilibria 116 (1996), 361-372
- [14] Bernhart, M.: Messung und Berechnung von Kondensationspunkten kohlenwasserstoffhaltiger Gasgemische; Universität Karlsruhe ,Dissertation 1994
- [15] Colgate, S. O.: Acoustic Determination of Dewpoints in Natural Gas Mixtures and Retrograde Condensates; Annual Report of the Gas Research Institute. January - December 1989
- [16] Lammers, M M J; De Swaan Arons, J: Thermodynamische Studien über die Erscheinung der rückläufigen Kondensation von Erdgasen; Gas-Wasser-Wärme, 27 (1973), 42-48
- [17] ISO 6570/2: Natural Gas - Determination of Potential Hydrocarbon Liquid Content.
Part 2: Weighing Method; Int. Organisation for Standardisation (ISO), 1983
- [18] DIN 51859: Gravimetrische Bestimmung des Kondensatgehaltes in Abhängigkeit von Gasdruck und -temperatur; Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN); Beuth Verlag, 1980
- [19] Peng, D Y; Robinson, D B: A New Two-Constant Equation of State;
Ind. Eng. Chem. Fundam. 15 (1976), 59-64
- [20] Stryjek, R; Vera, J H: PRSV: An Improved Peng-Robinson Equation of State for Pure Compounds and Mixtures; Can. J. Chem. Eng. 64 (1986), 323-333
- [21] Stryjek, R; Vera, J H: PRSV2: A Cubic Equation of State for Accurate Vapor-Liquid Equilibria Calculations; Can. J. Chem. Eng., 64 (1986), 820-826
- [22] Gross, J; Sadowski, G: Application of Perturbation Theory to a Hard-Chain Reference Fluid: An Equation of State for Square-Well Chains; Fluid Phase Equilibria, 168 (2000), 183-199
- [23] Day, C: Experimentelle und theoretische Untersuchung der kalorischen Eigenschaften von gasförmigen Mischungen aus Wasser, Methan und Ethan;
Diss. Univ. Karlsruhe, 1995, VDI-Verlag
- [24] Ji, W-R; Lempe, D A: A Systematic Study of Cubic Three-Parameter Equations of State for Deriving a Structurally Optimized PVT Relation. Prof. H-J Bittrich, on the occasion of his 75th birthday; Fluid Phase Equilibria 147 (1998), 85-104