

Dr.-Ing. Stefan v. Bose, Dipl.-Ing. Martin Schlüter, BEB Erdgas und Erdöl GmbH, Hannover; Dipl.-Ing. Peter Schmidt, IMPaC Offshore Engineering GmbH, Hamburg

Leistungsfähigkeit von Low-Temperature-Separation-Erdgastrocknungsanlagen

1 Einleitung

Erdgastrocknungsanlagen mit dem Low-Temperature-Separation-Prozeß werden von BEB seit 1986 gebaut und betrieben. Voraus ging 1983 der Aufbau einer Cold-Frac-Anlage, für die im Gegensatz zur Low-Temperature-Separation-Anlage (LTS-Anlage) nicht der Joule-Thomson-Effekt, sondern eine Kältemaschine zur Kühlung des Erdgases genutzt wird. Bis heute sind eine Vielzahl beider Anlagentypen aufgebaut und betrieben worden. Z.Zt. befinden sich ca. 35 Anlagen beider Bauarten in Betrieb. Nach unterschiedlichen Entwicklungsschritten in den letzten 15 Jahren werden derzeit LTS-Anlagen mit drei unterschiedlichen Nenndurchsätzen (20.000, 40.000, 60.000 m³/h (V_N)) gebaut.

Als Grundlage für ein Standardisierungsvorhaben ist von BEB eine umfangreiche Bestandsaufnahme der bestehenden Anlagen inklusive der derzeit realisierten Prozeßdaten vorgenommen worden. Mit Hilfe dieser Zusammenstellung wird im Rahmen dieser Arbeit ein Vergleich zwischen den theoretischen Randbedingungen des Prozesses und den im Feld aufgrund der technischen Randbedingungen möglichen Umsetzung des Prozesses in die Praxis vorgenommen. Aus dem Vergleich werden Möglichkeiten zur Änderung von Prozeßbedingungen für die ökonomische Verbesserung des gesamten Prozesses abgeleitet.

2 Zusammensetzung des Rohgases

Vor der Untersuchung des Trocknungsprozesses muß zunächst eine repräsentative Zusammensetzung des zu verarbeitenden Rohgases definiert werden. Mit Hilfe der Trocknungsanlage wird die Konzentration

- des im Erdgas gelösten Wassers und
- der höheren Kohlenwasserstoffe

entsprechend der Spezifikation für die Übergabe des Erdgases an den Kunden eingestellt. Die Konzentration des Quecksilbers wird ebenfalls bis auf ein unbedenkliches Maß reduziert. Die Spezifikation des Reingases wird durch das DVGW Arbeitsblatt G260 [1] sowie ein Sitzungsprotokoll des Bund-Länderausschusses Gaswirtschaft [2] vorgegeben. Demnach muß auf dem gesamten Transportweg des Gases zum Kunden die Kondensation von Wasser, höheren Kohlenwasserstoffen und Quecksilber zuverlässig vermieden werden.

Mit den hier betrachteten Kältetrocknungsanlagen wird ausschließlich Erdgas aus dem Rotliegenden verarbeitet. Die deutliche Mehrzahl der von BEB betriebenen Sonden, die mit Kältetrocknungsanlagen ausgerüstet sind, produzieren aus der

Formation Wustrow im oberen Rotliegenden. Nur wenige Bohrungen produzieren aus der Formation Dethlingen im mittleren Rotliegenden.

Grundlage für die durchgeführten Untersuchungen ist eine allgemeingültige Rohgasanalyse für alle untersuchten Bohrungen. Dazu wurden die Gasanalysen am Kopf der Bohrung miteinander verglichen. Dabei wurden nur Gasanalysen berücksichtigt, für welche die Konzentrationen der einzelnen Komponenten bis $C_{20}H_{42}$ mit einem Gaschromatographen gemessen wurden. Eine solche Gasanalyse liegt für fünf der betrachteten Bohrungen vor. Die Summe der Molanteile der inerten Komponenten für diese fünf Analysen beträgt zwischen 8,1 und 14,1 % Mol. Eine deutlich geringere Streuung für die Konzentration einzelner Komponenten des Erdgases tritt auf, wenn die inerten Komponenten nicht berücksichtigt werden und die übrigen Konzentrationen auf die Konzentration des Methans bezogen werden. In Bild 1 sind die so berechneten Konzentrationen der einzelnen Komponenten graphisch dargestellt. Da die Verteilung der Konzentrationen der einzelnen Komponenten für die unterschiedlichen Bohrungen nahezu identisch ist, wird eine Gasanalyse als repräsentativ ausgewählt. Ausgewählt wurde die Bohrung I (s. Tabelle 1). Von der Berechnung eines Mittelwertes aller fünf Bohrungen für die Konzentrationen der einzelnen Komponenten wurde abgesehen, um die Möglichkeit eines Vergleichs zwischen theoretisch berechneten Größen und real an der Trocknungsanlage gemessenen Größen zu haben.

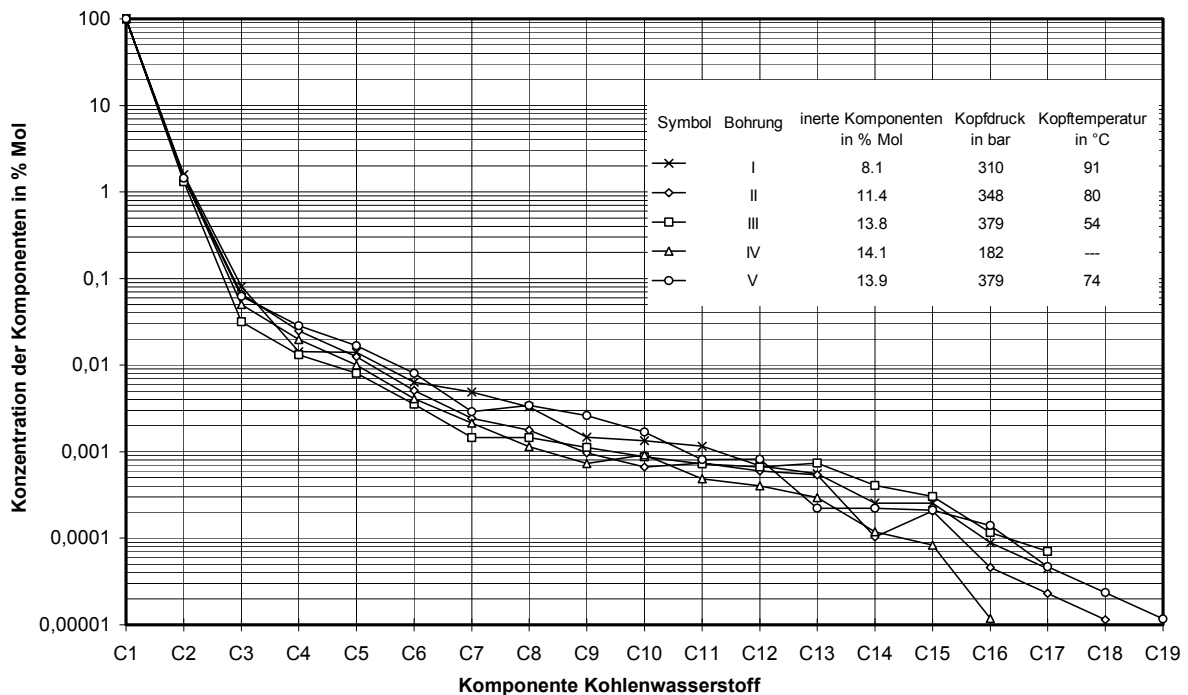


Bild 1 : Konzentrationsverteilung der einzelnen Komponenten von Erdgas aus dem Rotliegenden normiert mit der Konzentration des Methans

Figure 1: Concentration of natural gas components (standardized to methane concentration)

Tabelle 1: Für die Prozeßsimulation zugrunde gelegte Gasanalyse der Bohrung I

Table 1 : Gas analysis of well I for process simulation

Druck (WHFP): 310 bar, Temperatur (WHFT): 91°C			
Komponente	Konzentration	Komponente	Konzentration
--	% Mol	--	% Mol
Methan	90,16	Pentadekane	0,00023
Ethan	1,426	Hexadekane	0,00008
Propan	0,0732	Heptadekane	0,00004
Butan-i	0,01525	Oktadekane	<0,00002
Butan-n	0,01267	Nonadekane	<0,00002
Pentan-neo	0,00440	Eikosane	<0,00002
Pentan-i	0,00498	Benzol	0,02573
Pentan-n	0,00328	Toluol	0,00524
Hexane	0,00572	Xylol	0,00215
Heptane	0,00442	Wasserstoff	<0,01
Oktane	0,00295	Helium	0,05
Nonane	0,00133	Stickstoff	8,08
Dekane	0,00121	Sauerstoff	<0,01
Undekane	0,00104	Argon	<0,01
Dodekane	0,00062	Kohlenmonoxid	<0,01
Tridekane	0,00050	Kohlendioxid	0,12
Tetradekane	0,00023		

3 Low Temperature Separation Anlage

Die Low-Temperature-Separation Anlage wird von BEB immer dann zur Aufbereitung des Erdgases eingesetzt, wenn die drei Komponenten Wasser, höhere Kohlenwasserstoffe und Quecksilber gleichzeitig aus dem Gas entfernt werden sollen. Soll nur das Wasser entfernt werden, so werden Absorptionstrocknungsanlagen mit Glykol als Absorptionsmittel eingesetzt. Als alternatives Verfahren für die Entfernung von Quecksilber und höheren Kohlenwasserstoffen wird bei BEB in bestimmten Fällen die Adsorption eingesetzt.

3.1 Beschreibung der Trocknungsanlage

Das Verfahrensschema der von BEB eingesetzten Kältetrocknungsanlagen ist in Bild 2 dargestellt. Die für den Nennbetrieb der Anlage typischen Drücke und Temperaturen sind entlang des Hauptgasweges angegeben.

Im Hochdruckabscheider werden das aus der Bohrung mitgeführte freie Wasser und Feststoffe abgeschieden. Der Erhitzer ist erforderlich, um z.B. für die Inbetriebnahme der Bohrung die Unterschreitung der Hydratbildungstemperatur zu

vermeiden. Im Druckreduzierventil geht mit der Druckreduzierung eine Temperaturabnahme einher. Durch den Gaskühler erfolgt, soweit erforderlich, eine weitere Reduzierung der Temperatur des Erdgases. Die kondensierten Flüssigkeiten,

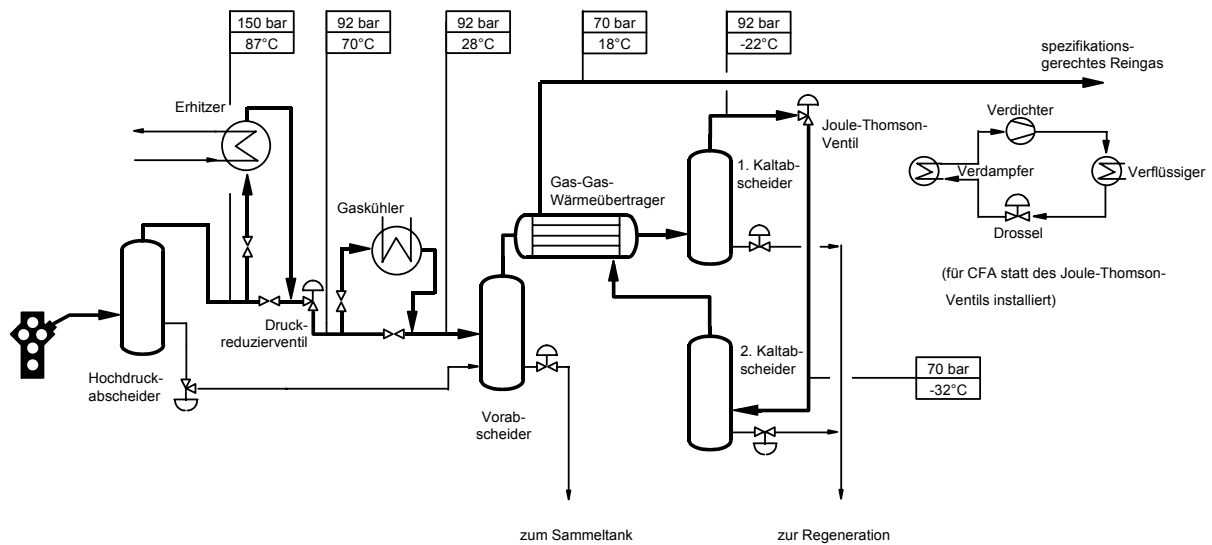


Bild 2 : Verfahrensschema der von BEB eingesetzten Kältetrocknungsanlagen

Figure 2: Process flow diagram of BEB's dehydration plants

im wesentlichen Wasser, aber zum Teil auch höhere Kohlenwasserstoffe, werden im Vorabscheider abgeschieden. Im Gas-Gas-Wärmeübertrager wird das Erdgas weiter abgekühlt, so daß weitere Kondensation auftritt. Die Flüssigkeit wird im ersten Kaltabscheider abgeschieden. Durch eine weitere Expansion des Erdgases im Joule-Thomson-Ventil wird das Erdgas nochmals abgekühlt, so daß noch einmal Flüssigkeit gebildet wird. Im zweiten Kaltabscheider, der als Koaleszenzabscheider ausgeführt ist, wird diese Flüssigkeit abgeschieden. Die geringe Temperatur des Erdgases wird genutzt, um den feuchten Gasstrom hinter dem Vorabscheider im Gas-Gas Wärmeübertrager abzukühlen.

Das im Hochdruckabscheider abgeschiedene Wasser wird in den Vorabscheider entspannt und anschließend in einen Tank geleitet. Zum Vermeiden von Hydraten wird in den Gas-Gas-Wärmeübertrager und vor dem Joule-Thomson-Ventil Monoethylenglykol eingespritzt, welches anschließend in den beiden Kaltabscheidern abgeschieden wird. Die aus den Kaltabscheidern abgeschiedene flüssige Phase (Wasser, Glykol, höhere Kohlenwasserstoffe) wird in einem Schwerkraftabscheider getrennt. Das Glykol wird mit Hilfe einer Rektifikation regeneriert und erneut für die Inhibierung eingesetzt. Das Wasser und die höheren Kohlenwasserstoffe werden im Tank gesammelt.

3.2 Vergleich theoretischer und praktischer Prozeßbedingungen

Die praktisch vorliegenden Prozeßbedingungen und insbesondere die Leistungsgrenze der oben beschriebenen Trocknungsanlage können nicht unmittelbar durch die theoretische Berechnung des Prozesses zum Beispiel mit einem

Prozeßsimulationsprogramm festgestellt werden. Hierfür ist vielmehr ein direkter Vergleich der im Betrieb gemessenen Daten mit theoretisch berechneten erforderlich. Nur so ist es möglich, realistische Daten für den Joule-Thomson-Koeffizienten, den Wirkungsgrad des zweiten Kaltabscheiders oder den maximal zulässigen Druck für eine ausreichende Kondensation und Abscheidung der kondensierten Flüssigkeiten im zweiten Kaltabscheider zu bekommen. Diese Größen werden in den folgenden Abschnitten ermittelt. Grundlage für die Berechnung der genannten Größen ist die Auswahl repräsentativer Meßdaten.

Als Meßdaten werden die täglich protokollierten Daten von vierzehn Trocknungsanlagen an 56 repräsentativen Tagen ausgewählt. Voraussetzung der Auswahl der einzelnen Daten ist eine Plausibilitätsprüfung. Berücksichtigt werden die in Bild 2 schon genannten Drücke und Temperaturen.

Für die Beurteilung der Leistungsfähigkeit der Trocknungsanlage muß das Trocknungsergebnis überprüft werden. Entscheidend für die Festlegung der Prozeßbedingungen einer LTS-Anlage ist das Abscheiden der höheren Kohlenwasserstoffe. Unter den hierfür notwendigen Bedingungen werden die Konzentrationen für das Wasser und das Quecksilber im Erdgas bereits ausreichend reduziert.

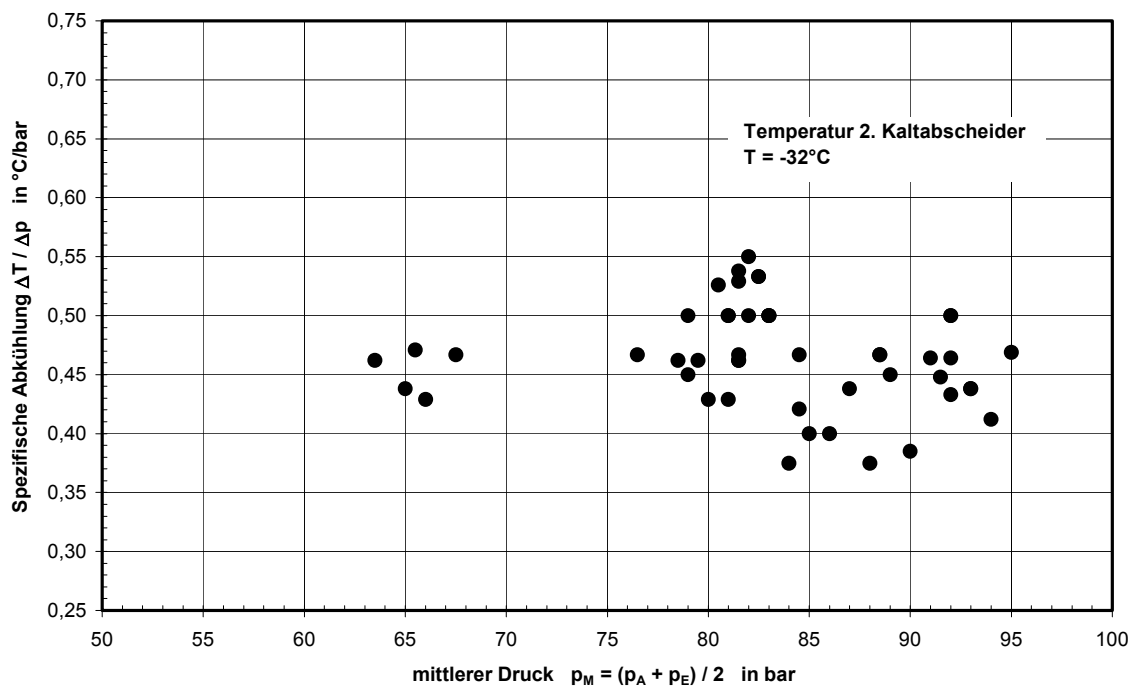
Das direkte Messen des Taupunktes der Kohlenwasserstoffe ist technisch unter Feldbedingungen immer noch schwer zu realisieren. Daher werden bei BEB im Rahmen der sog. Kondensatmessung zwei voneinander unabhängige Messungen durchgeführt, um die Leistung einer LTS-Anlage zu überprüfen. Zunächst wird die Masse der kondensierten Flüssigkeit nach einem standardisierten Verfahren (ISO 6570/2, [3]) für einen Druck des Erdgases von ca. 25 bar und definierte Temperaturen in der Umgebung der erwarteten Taulinie gemessen. Der Druck entspricht dabei in erster Näherung dem Druck des Krikondentherm der hier untersuchten Erdgase. Zusätzlich wird die Zusammensetzung des getrockneten Erdgases gaschromatographisch untersucht. Dabei wird die Konzentration der höheren Kohlenwasserstoffe bis zur Komponente $C_{20}H_{42}$ gemessen. Aus der gemessenen Zusammensetzung des Erdgases wird die Taulinie anschließend theoretisch berechnet. Für die Berechnungen wird das Prozeßsimulationsprogramm Pro II[®] (Simulation Sciences Inc., Version 5.01) mit der kubischen Zustandsgleichung von Soave Redlich Kwong (SRK) eingesetzt. Im Rahmen dieser Arbeit werden 23 solcher Messungen berücksichtigt. Diese Messungen wurden an unterschiedlichen Lokationen und mit unterschiedlichen Betriebszuständen der einzelnen Anlagen durchgeführt.

Abkühlung des Gases durch Expansion

Die Abkühlung des Erdgases durch die Expansion im sog. Joule-Thomson-Ventil ist der entscheidende Prozeßschritt für die Tieftemperaturtrocknung von Erdgas. Aus den im letzten Abschnitt vorgestellten Meßdaten wird daher die spezifische Abkühlung

$$\frac{\Delta T}{\Delta p} = \frac{(T_A - T_E)}{(p_A - p_E)}$$

aus den Temperaturen und Drücken des Erdgases am Austritt (A) und am Eintritt (E)



des Ventils berechnet. Die spezifische Abkühlung ist in Bild 3 als Funktion des arithmetischen Mittelwertes der Drücke am Ein- und Austritt des Ventils dargestellt.

Bild 3 : Spezifische Abkühlung von Erdgas für unterschiedliche Druckreduzierungen und eine konstante Abkühltemperatur von -32°C

Figure 2: Specific cooling of natural gas at several pressure reductions and constant temperature of -32°C

Hierbei werden nur Meßwerte für eine Temperatur des Erdgases am Austritt des Ventils von -32°C berücksichtigt. Im Rahmen der Meßgenauigkeit ist keine Druckabhängigkeit der spezifischen Abkühlung festzustellen. Die theoretische Reduzierung der spezifischen Abkühlung mit steigendem Druck ([4]) wird praktisch nicht nachgewiesen.

In Tabelle 2 sind die mit dem Prozeßsimulationsprogramm für das ausgewählte Referenzgas berechneten spezifischen Abkühlungen den aus den Meßwerten berechneten gegenüber gestellt.

Tabelle 2: Vergleich der gemessenen und der theoretisch berechneten spezifischen Abkühlung von Erdgas

Table 2 : Comparison of measured specific cooling with theoretical calculated specific cooling

mittlerer Druck $P_M=(P_A+P_E)/2$	gemessene spez. Abkühlung	mit Pro II [®] berechnete spez. Abkühlung
bar	°C/bar	°C/bar
65	0,477	0,531
75	0,470	0,496
85	0,463	0,456
95	0,455	0,412

Die Übereinstimmung zwischen der theoretisch berechneten Abkühlung und der gemessenen ist gut. Dabei ist zu berücksichtigen, daß die Temperatur und der Druck des Erdgases mit den vorhandenen Feldgeräten gemessen wurden und auch die mit dem Prozeßsimulationsprogramm durchgeführten Berechnungen nur eine Näherung für die real auftretenden physikalischen Größen ergeben.

Zusätzlich zur Abhängigkeit vom Druck wurde die Abhängigkeit der spezifischen Abkühlung des Erdgases von der Auslastung der Anlage untersucht. Es wurde keine Änderung der spezifischen Abkühlung als Funktion der Auslastung der Anlage festgestellt. Ein Einfluß durch einen größeren Wärmeverlust für hohe Umgebungstemperaturen konnte ebenfalls nicht festgestellt werden.

Wirkungsgrad des zweiten Kaltabscheiders

Die Leistungsfähigkeit einer LTS-Anlage wird durch die unter den Betriebsbedingungen erzielbare Reduzierung der abzuscheidenden Komponenten Wasser, höhere Kohlenwasserstoffe und Quecksilber beschrieben. Für die Festlegung der Betriebsparameter ist die Abscheidung der höheren Kohlenwasserstoffe maßgeblich. Zusätzlich zu den Betriebsparametern ist die Leistungsfähigkeit der einzelnen Apparate entscheidend für das Trocknungsergebnis. Die entscheidende Rolle spielt hierbei die Leistungsfähigkeit des zweiten Kaltabscheiders. Der Arbeitspunkt des zweiten Kaltabscheiders liegt direkt im Zweiphasengebiet. Das Ziel ist, ein Höchstmaß der bereits kondensierten Flüssigkeiten oder der mit der Gasphase als Nebel transportierten Flüssigkeit zurückzuhalten.

Mit Hilfe der vorliegenden Meßwerte wird der Versuch unternommen, die Abscheideleistung und damit das vorhandene Entrainment der eingesetzten zweiten Kaltabscheider zu bewerten. Dazu wird die aus der Analyse während der Kondensatmessungen berechnete Taulinie des getrockneten Gases mit den Betriebspunkten (Druck und Temperatur) im zweiten Kaltabscheider verglichen. Für die Berechnung der Taulinie wird wiederum das Prozeßsimulationsprogramm Pro II[®] mit der kubischen Zustandsgleichung von Soave Redlich Kwong (SRK) eingesetzt.

Zusätzlich wird der Taupunkt des Erdgases mit Hilfe der im letzten Abschnitt beschriebenen Kondensatmessung aus der Extrapolation der für die einzelnen Temperaturen gemessenen Kondensatmassen auf die Masse null ermittelt. Die berechnete Taulinie, der Betriebspunkt des zweiten Kaltabscheiders und der Taupunkt für den Druck der Kondensatmessung sind in Bild 4 exemplarisch dargestellt.

Die Bewertung der Abscheideleistung kann nur qualitativ erfolgen, da die Ungenauigkeit aller drei im Bild 4 dargestellten berechneten oder gemessenen Größen zu groß ist. Werden alle zur Verfügung stehenden Meßdaten ausgewertet, so ergibt sich, daß die Übereinstimmung zwischen der berechneten Taulinie und dem gemessenen Taupunkt recht gut ist. Die durchschnittliche Abweichung beträgt ca. ± 3 K. Die Abweichung liegt damit in der Größenordnung der Meßgenauigkeit der eingesetzten Meßgeräte bzw. Simulationsberechnungen. Für den Betriebspunkt des zweiten Kaltabscheiders treten nur positive Differenzen (s. Bild 4) zur Taulinie auf. Die Streuung dieser Differenzen ist deutlich größer. Es werden Differenzen von 0 K bis zu 15 K festgestellt. Je größer die Differenz ist, um so größer ist das Entrainment für den untersuchten Abscheider. Übersteigt die Differenz ca. 12 K, so ist das Entrainment so groß, daß die geforderte Qualität des Reingases gemäß dem DVGW Arbeitsblatt G260 gerade nicht mehr erreicht wird. Aus den vorliegenden Daten kann jedoch keine exakte Grenze für die zulässige Temperaturdifferenz zwischen dem Betriebspunkt und der Taulinie abgeleitet werden. Sie ist jedoch ein deutliches Indiz für die Leistungsfähigkeit des Kaltabscheiders und unterstützt die Interpretation der Meßergebnisse der Kondensatmessung. Die auftretende Streuung zwischen den einzelnen Messungen wird voraussichtlich durch Verschmutzungen der unterschiedlichen Abscheider der untersuchten Anlagen und damit eine verminderte Abscheideleistung hervorgerufen.

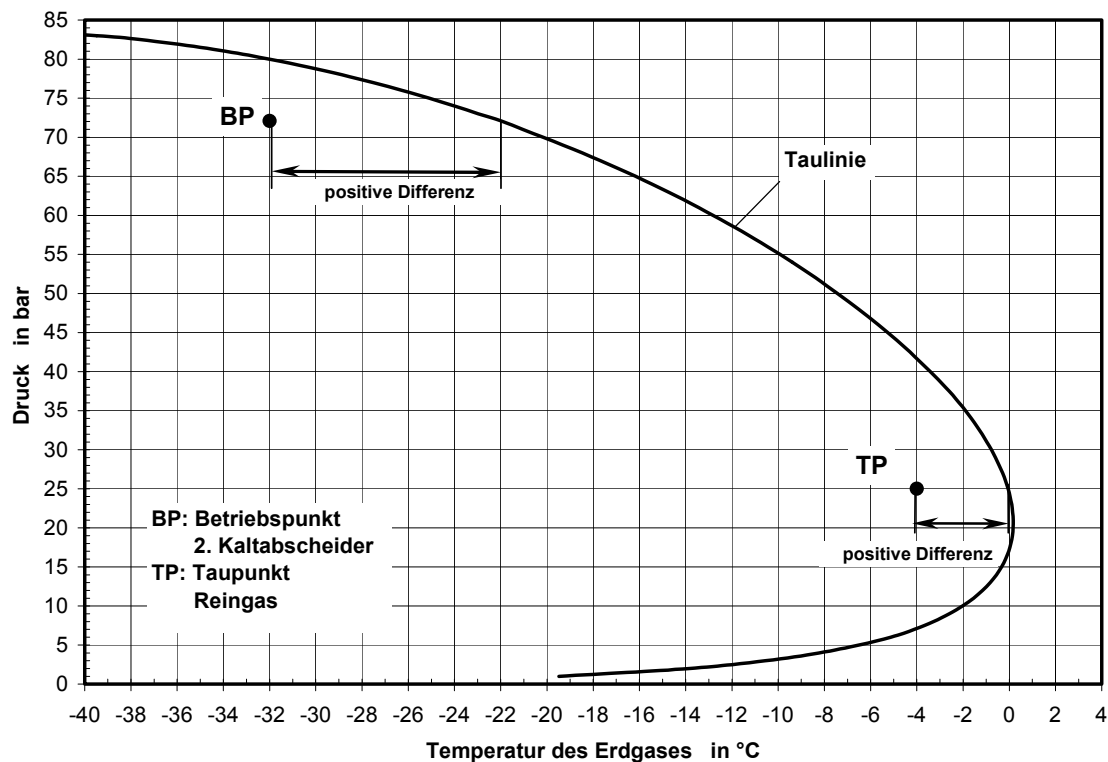


Bild 4 : Gegenüberstellung des Betriebspunktes des zweiten Kaltabscheiders sowie des gemessenen Taupunktes und der berechneten Taulinie des Reingases

Figure 4: Comparison of operating point (BP) of separator “Zweiter Kaltabscheider” & measured dewpoint (TP) with calculated dewpoint curve of export gas

Maximal zulässiger Druck im zweiten Kaltabscheider

Als zusätzliches Kriterium zum Erreichen der erforderlichen Trocknungsleistung muß neben der Abkühlung des Erdgases im zweiten Kaltabscheider auf eine definierte Temperatur ein maximal zulässiger Druck definiert werden. Erdgase aus dem Rotliegenden liegen für Drücke oberhalb von ca. 85 bis 95 bar überkritisch vor. Durch ein Abkühlen des Erdgases ist daher für diese Drücke keine Kondensation möglich, da kein zweiphasiges Gebiet existiert. Für die in den LTS-Anlagen im zweiten Kaltabscheider auftretenden Drücke zwischen 70 und 80 bar wird zwar noch kein überkritischer Zustand erreicht, jedoch ist die Taulinie für diese Drücke sehr flach (Bild 4). Es ist daher sinnvoll, einen maximal zulässigen Druck im zweiten Kaltabscheider zu definieren. Der Betriebspunkt muß für den maximal zulässigen Druck und eine Temperatur von -32°C so weit im zweiphasigen Gebiet liegen, daß die notwendige Abscheideleistung zuverlässig gewährleistet wird.

Der maximal zulässige Druck im zweiten Kaltabscheider wird aus den schon beschriebenen Meßdaten ermittelt. Hierzu wird der Druck des Erdgases im zweiten Kaltabscheider als Funktion der durch Extrapolation aus den Kondensatmessungen gewonnenen Taupunkttemperaturen dargestellt (Bild 5). Die Meßdaten werden in erster Näherung durch eine Gerade wiedergegeben.

Um die Kondensation in den unterirdisch verlegten Transportleitungen zu vermeiden, muß das Minimum der Temperatur des Erdgases bekannt sein. Unter den in Norddeutschland vorherrschenden klimatischen Bedingungen wird die minimal auftretende Temperatur des Erdgases in der Transportleitung zu 0°C abgeschätzt. Damit ergibt sich aus Bild 5 der maximal zulässige Betriebsdruck im zweiten Kaltabscheider einer LTS-Anlage zu 76 bar.

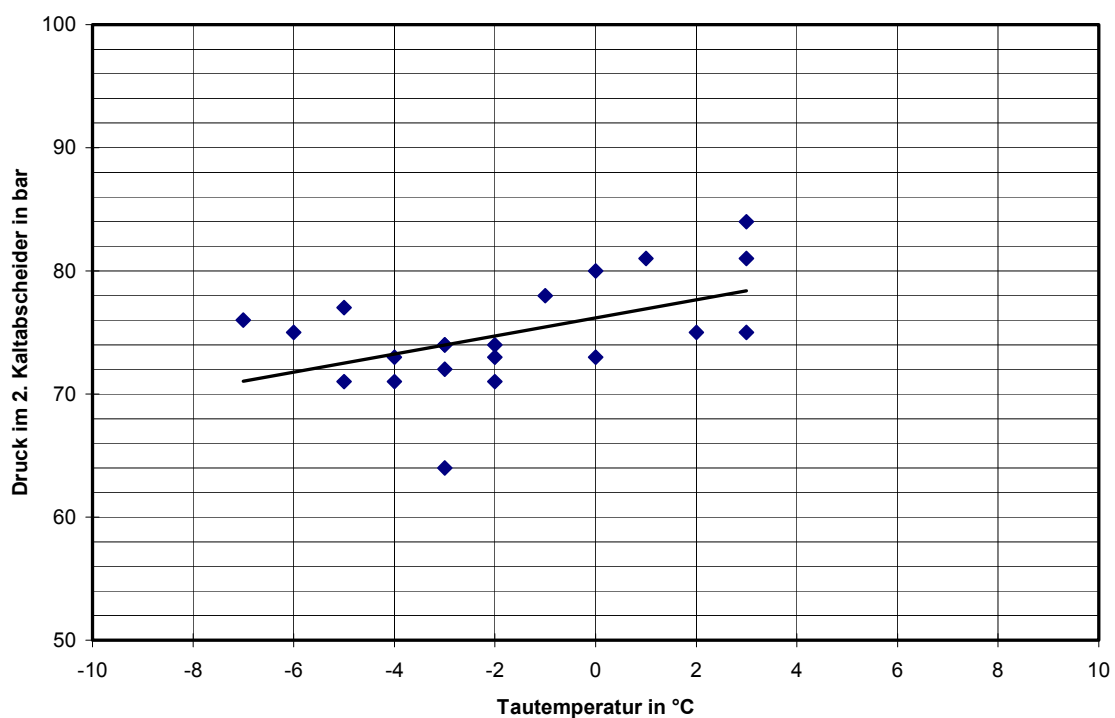


Bild 5 : Druck des Erdgases im zweiten Kaltabscheider als Funktion der Temperatur des Taupunktes

Figure 5: Pressure of natural gas at separator “Zweiter Kaltabscheider“ as function of dewpoint temperature

4 Zukünftige Optimierung des Betriebs von Kältetrocknungsanlagen

Aus der beschriebenen detaillierten Auswertung von Daten in Betrieb befindlicher Kältetrocknungsanlagen und dem Vergleich mit theoretisch berechneten Daten ergeben sich Möglichkeiten zur Optimierung des derzeitigen Betriebes der Anlagen. Das Ziel der Optimierung ist dabei die Reduzierung von Betriebskosten sowie die Erhöhung des maximalen Durchsatzes der Anlage.

Derzeit wird die Temperatur im zweiten Kaltabscheider in den von BEB betriebenen LTS-Anlagen auf -32°C geregelt. Die Auswertung der Kondensatmessungen hat ergeben, daß diese geringe Temperatur nur für große Drücke nahe des maximal zulässigen Drucks im zweiten Kaltabscheider von 76 bar erforderlich ist. Für kleinere Drücke kann die Temperatur angehoben werden. Der Taupunkt der höheren Kohlenwasserstoffe des Reingases bleibt bei dieser Maßnahme spezifikationsgerecht. Zum einen wird durch das Anheben der Temperatur eine geringere Menge höherer Kohlenwasserstoffe verflüssigt, zum anderen ist ein größerer Durchsatz durch den Gas-Gas Wärmeübertrager möglich. Die verringerte Kondensation von höheren Kohlenwasserstoffen ist wegen der geringen absoluten Mengen aus wirtschaftlicher Sicht nicht interessant. Das Anheben des maximal möglichen Durchsatzes im Gas-Gas-Wärmeübertrager kann hingegen interessant sein, da der Wärmeübertrager für den Durchsatz der Anlage im allgemeinen das begrenzende Element ist. Alle übrigen Komponenten der Anlage sind ausreichend groß dimensioniert, um den Durchsatz um 10 bis 20% anzuheben. Für Anlagen, die an der Grenze ihrer Nennkapazität betrieben werden, kann die Temperaturanhebung im zweiten Kaltabscheider daher eine Durchsatzsteigerung der gesamten Anlage bewirken.

Die Möglichkeit der Temperaturanhebung gilt ebenso für den Betrieb von Cold-Frac-Anlagen. Die Folge ist eine direkte Einsparung für die erforderliche Kälteleistung und damit für die Investitions- und Betriebskosten der Kälteanlagen.

Eine ähnliche Auswirkung hat die Regelung der Temperatur des Gaskühlers. Bislang werden konstant vorgegebene Temperaturen zwischen 25 und 28°C eingestellt. Optimal wäre hier jedoch eine möglichst starke Reduzierung der Temperatur des Erdgases im Gaskühler, wobei ein ausreichender Abstand zur Hydratbildungstemperatur eingehalten werden muß. Auch hier wäre eine Sollwertvorgabe für die Temperatur in Abhängigkeit vom Betriebszustand der gesamten Anlage sinnvoll. BEB plant daher, in zukünftigen Regelungskonzepten die Möglichkeit von Sollwertfunktionen für einzelne Regelgrößen der LTS- und der Cold-Frac-Anlagen stärker zu nutzen.

5 Zusammenfassung

Für den Bau und Betrieb von Kältetrocknungsanlagen nach dem LTS oder Cold-Frac-Prinzip liegen bei BEB mehr als 15 Jahre praktische Erfahrung vor. Die Erfahrungen sind dabei laufend in den Bau von neuen Anlagen und die Umrüstung bestehender Anlagen eingeflossen. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden erstmalig die umfangreich vorliegenden Betriebsdaten zusammengefaßt und mit theoretischen Berechnungen des Prozesses mit Hilfe eines Prozeßsimulationsprogramms verglichen. Ferner werden aus den Betriebsdaten und den durchgeführten Qualitätsuntersuchungen des Reingases Rückschlüsse auf den Wirkungsgrad des zweiten Kaltabscheiders und den maximal zulässigen Druck im zweiten Kaltabscheider gezogen. Eine theoretische Vorhersage dieser beiden Größen ist nicht möglich, da für beide Größen das Entrainment des Abscheiders berechnet werden müßte. Das Entrainment des betrachteten Koaleszenzabscheiders

kann jedoch nur aus dem Vergleich der erzielten Reingaszusammensetzung mit der theoretisch zu erwartenden Reingaszusammensetzung abgeschätzt werden. Diese Abschätzungen werden im Rahmen dieser Arbeit für die beschriebenen Anlagen erstmalig durchgeführt.

Als Ergebnis der Untersuchungen wird festgehalten, daß für zukünftige Regelkonzepte der Kältetrocknungsanlagen Sollwertfunktionen statt der bisher verwendeten Fixwerte für die Temperatur im zweiten Kaltabscheider und die Temperatur des Gases nach dem Kühlen mit dem Gaskühler vorzugeben sind.

6 Literatur

- [1] DVGW Arbeitsblatt G260/I: Gasbeschaffenheit, 1999
- [2] Protokoll der Sitzung des Bund/Länderausschusses "Gaswirtschaft" vom 07 und 08. November 1983
- [3] ISO 6570/2 Determination of potential hydrocarbon liquid content, part 2 Weighing method
- [4] D. Rist: Dynamik realer Gase, Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 1996