Rudolf K. Fruhwirth
Herbert Hofstätter
Clemens Langbauer
Gernot Schwaiger

The Impact of Geothermal Energy on Natural Gas Production

Natural gas is besides from crude oil and coal one of the most important energy resources. However, during the depletion of a reservoir, the occurrence of liquids, e.g., water, condensates, is a well known phenomenon worldwide. Depending on the gas composition and the physical boundary conditions (pressure, temperature), water and/or condensate can precipitate out of the gas stream as the gas cools down and liquid loading of the well occurs when the gas flow is lower than a critical velocity.
In order to optimise the gas production and for better understanding the liquid loading problem, a method has been developed that enables the simulation of the fluid temperature during production. The approach incorporates complex wellbore geometry and wellbore completion as well as modelling the transient behaviour of the layered geology surrounding the borehole. The model is separated into two parts, a steady state borehole model and a transient earth model, which are connected via the borehole wall temperature. The steady state borehole model is responsible for the calculation of the fluid temperatures along the borehole trajectory, whereas the earth model considers the behaviour of the surrounding formations by use of transient heat conduction functions based on infinite line source and cylindrical heat source models.
Conventional solutions for both models incorporating a linear geothermal gradient have been discussed and published widely, but the major constraint of all those methods is that the borehole conditions need to be homogeneous. The new approach separates the borehole into numerous vertical sections. The adjoining sections are concatenated by using the fluid temperatures at the end of the section as boundary conditions for the governing differential equations.
The complete model finally includes conduction and radiation models to handle heat transfer through mechanically as well as vacuum or gas insulated tubing and through the annulus. Convective heat transfer models based on the Nusselt, Prandtl and Reynolds number are applied to quantify the heat transfer coefficients for both free and forced convection. Combining such a wellbore heat transfer model with sophisticated models for liquid loading, yields on the one hand a better understanding of what is happening in the borehole, and on the other hand allows a more accurate prediction of critical events.

Der Einfluss der geothermischen Energie auf die Erdgasproduktion

Erdgas ist neben Rohöl und Kohle eine der wichtigsten Energieressourcen. Während der Auszehrung einer Lagerstätte treten oftmals Flüssigkeiten wie Wasser und Kondensate in den Reservoirs zusammen auf. Dies ist ein weltweit bekanntes Phänomen. Abhängig von der Gaszusammensetzung und den physikalischen Randbedingungen (Druck, Temperatur) können Wasser und/oder Kondensat aus dem Gasstrom ausfällen, wenn das Gas abkühlt und ein hoher Flüssigkeitsanfall bei niedrigerem Gasstrom als kritische Geschwindigkeit in Gasbohrungen auftritt.
Um die Gasproduktion zu optimieren und das Problem der Flüssigkeitsbeladung besser zu verstehen, wurde ein Verfahren entwickelt, das die Simulation der Fluidtemperatur während der Produktion ermöglicht. Der Ansatz umfasst die komplexe Bohrlochgeometrie und Bohrlochvervollständigung sowie die Modellierung der Gebirgsbewegungen der das Bohrloch umgebenden geologischen Schichten. Das Modell ist in zwei Teile unterteilt, in ein stationäres Bohrlochmodell und einen Ausgleichsvorgang für die geologischen Schichten, die über die Temperatur in der Bohrlochwand verbunden sind. Das stationäre Bohrlochmodell ist für die Berechnung der Fluidtemperaturen entlang des Bohrlochs verantwortlich, während das Erdmodell das Verhalten der umgebenden geologischen Formationen mit Hilfe störender Wärmeleitungsfunktionen berücksichtigt, die auf Modellen mit unendlichen Linienquellen und zylindrischen Wärmequellen basieren.
Herkömmliche Lösungen für beide Modelle mit einem linearen geothermischen Gradienten wurden ausführlich diskutiert und veröffentlicht. Allerdings besteht die Hauptbeschränkung all dieser Methoden darin, dass die Bohrlochbedingungen homogen sein müssen. Der neue Ansatz unterteilt das Bohrloch in zahlreiche vertikale Abschnitte. Die angrenzenden Abschnitte werden verkettet, indem die Fluidtemperaturen am Ende des Abschnitts als Randbedingungen für die maßgeblichen Differentialgleichungen verwendet werden.
Das komplette Modell umfasste schließlich Leitungs- und Strahlungsmodelle für die Wärmeübertragung durch mechanisch sowie vakuum- oder gasisolierte Rohre und durch den Ringraum. Konvektive Wärmeübertragungsmodelle basierend auf der Nusselt-, Prandtl- und Reynolds-Zahl werden angewendet, um die Wärmeübertragungskoeffizienten sowohl für freie als auch für erzwungene Konvektion zu quantifizieren. Die Kombination eines solchen Bohrlochwärmeübertragungsmodells mit ausgeklügelten Modellen für die Flüssigkeitsbeladung liefert einerseits ein besseres Verständnis der Vorgänge im Bohrloch und ermöglicht andererseits eine genauere Vorhersage kritischer Ereignisse.

1 Introduction

Since heat and thus thermal energy is ubiquitous, the understandings of heat behaviour as well as the transfer mechanisms in a borehole are important and responding to a growing interest. Especially in the field of crude oil and natural gas production, numerous attempts have been made to create and/or use appropriate models to refine knowledge. Kunz and Tixier (1) created a wellbore temperature model for the interpretation of temperature curves recorded in gas producing wells. Elshahawi et al. (2) used heat transient transfer models for supporting interpretation of both, build-up and draw-down testing of gas wells. Pigott et al. (3) applied heat transfer models to understand and quantify the effect of wellbore heating as counteraction to liquid loading.

Ipek et al. (4) showed that temperature logs can be used to identify entry and exit points of underground blowouts. They presented a model relating underground rate and the flowing fluid temperature that is valid for short flow-time. Application of that method was illustrated for hypothetical as well as for two real world examples. Michel and Civan (5, 6) developed an improved non-isothermal mathematical model considering the non-equilibrium effects involved during rapid multiphase flow in wells. They showed applications for two and three phase systems and claimed that their model can be coupled with reservoir simulation for accurate representation of the well-fluid hydraulics under non-equilibrium and non-isothermal flow conditions. Izgec et al. (7, 8) present two methods for estimating flow rates, predominantly from temperature data to complement rate measurements. One approach consists of modelling the entire wellbore and requires both wellhead pressure and wellhead temperature, whereas the other uses transient temperature formulation at a single point in the wellbore to compute the total production rate.

Barret et al. (9, 10, 11) presented an algorithm for determining gas flow rate and thermal conductivity values of the formation from pressure and temperature profiles in vertical wells. They validated the proposed method by comparing measured and calculated temperature and pressure profiles as well as their flow rate prediction with flowmeter data obtained by production logging tools. The thermal conductivity values also showed good agreement with the data obtained from lithology logs.

2 Theory

2.1 Removal of liquids in gas wells

During gas production, liquids like water or condensates are almost always present. These liquids may either occur in the reservoir and be produced along with the gas, or they may start to appear due to condensation. These liquids have to be transported by the gas up to the surface. However, since the gas flow rates will decline over time and thus the flow velocity of the gas will be reduced, the velocity will eventually drop below a certain minimum value. Once this happens, the liquids will not be carried to the surface but rather start to accumulate at the bottom of the borehole. This liquid accumulation creates a backpressure which will at the least hinder gas production and in the worst case, completely stop the gas flow from the formation altogether (12).

Turner et al. (12) were the first to investigate liquid loading and how to prevent it by calculating a minimum flow rate. They analysed two different models: the continuous film model, which

1 Einleitung

Da Wärme und damit Wärmeenergie allgegenwärtig ist, ist das Verständnis des Wärmeverhaltens sowie der Übertragungsmechanismen in einem Bohrloch wichtig und von zunehmendem Interesse. Insbesondere auf dem Gebiet der Rohöl- und Erdgasförderung wurden zahlreiche Versuche unternommen, geeignete Modelle zur Verfeinerung des Wissens zu erstellen und zu verwenden. Kunz und Tixier (1) erstellten ein Bohrlochtemperaturmodell zur Interpretation von Temperaturkurven, die in gaserzeugenden Bohrlöchern aufgezeichnet wurden. Elshahawi et al. (2) verwendeten Wärmeübergangsübertragungsmodelle zur Unterstützung der Interpretation von Auf- und Abbauprüfungen von Gasbohrungen. Pigott et al. (3) wendeten Wärmeübertragungsmodelle an, um den Zusammenhang zwischen der Bohrlocherwärmung und der zur Flüssigkeitsbeladung zu verstehen und zu quantifizieren.

Ipek et al. (4) zeigten, dass Temperaturprotokolle verwendet werden können, um Eintritts- und Austrittspunkte von unterirdischen Gasausbrüchen zu identifizieren. Sie präsentierten ein Modell, das die unterirdische Geschwindigkeit und die Temperatur des Fluids in Beziehung setzt und für eine kurze Fließzeit gilt. Die Anwendung dieser Methode wurde sowohl für hypothetische als auch für zwei Beispiele aus der Praxis veranschaulicht. Michel und Civan (5, 6) entwickelten ein verbessertes nicht-isothermes mathematisches Modell unter Berücksichtigung der Ungleichgewichtseffekte, die während des schnellen Mehrphasenflusses in Bohrlöchern auftreten. Sie zeigten Anwendungen für Zwei- und Dreiphasensysteme und behaupteten, dass ihr Modell mit einer Reservoir-Simulation gekoppelt werden kann, um die Bohrlochflüssigkeitshydraulik unter nicht ausgeglichenen und nicht isothermen Strömungsbedingungen genau darzustellen. Izgec et al. (7, 8) präsentieren zwei Methoden zur Schätzung von Durchflussraten, vorwiegend aus Temperaturdaten, um Ratenmessungen zu ergänzen. Ein Ansatz besteht aus der Modellierung des gesamten Bohrlochs und erfordert sowohl den Druck als auch die Temperatur am Bohrlocheingang, während der andere Ansatz die transiente Temperaturformulierung an einem einzelnen Punkt im Bohrloch verwendet, um die Gesamtproduktionsrate zu berechnen.

Barrett et al. (9, 10, 11) stellten einen Algorithmus zur Bestimmung der Gasflussrate und der Wärmeleitfähigkeit der geologischen Formation aus Druck- und Temperaturprofilen in vertikalen Bohrlöchern vor. Sie validierten die vorgeschlagene Methode, indem sie gemessene und berechnete Temperatur- und Druckprofile sowie ihre Durchflussvorhersage mit Durchflussmessdaten verglichen, die mit lithologischen Protokollierungsmessgeräten erhalten wurden. Die Wärmeleitfähigkeitswerte zeigten auch eine gute Übereinstimmung mit den Daten, die aus lithologischen Protokollen erhalten wurden.

2 Theorie

2.1 Entfernung von Flüssigkeiten in Gasbohrungen

Während der Gasproduktion sind fast immer Flüssigkeiten wie Wasser oder Kondensate vorhanden. Diese Flüssigkeiten können entweder in dem Reservoir bzw. den Lagerstätten zusammen mit dem Erdgas auftreten oder sie treten durch Kondensation auf. Diese Flüssigkeiten müssen vom Gas an die Oberfläche transportiert werden. Da jedoch die Gasströmungsraten mit der Zeit abnehmen und somit die Fließgeschwindigkeit des Gases verringert wird,

describes the movement of liquid along the pipe wall due to shear forces, and the entrained droplet model, which characterizes the liquid drops moving upward as a result of drag forces. The conclusion was that the flow velocity has to exceed a certain threshold at all times to ensure a steady removal of the largest occurring drops. The balance of forces between the forces of gravity

$$(1) \quad F_G = (\rho_L - \rho_G) g \frac{\pi d_d^3}{6}$$

and the drag force experienced by the droplet

$$(2) \quad F_D = \frac{1}{2} C_D A_d \rho_G v^2 = \frac{1}{2} C_D \frac{\pi d_d^2}{4} \rho_G v^2$$

results in the so-called threshold velocity.

$$(3) \quad v^2 = \frac{4 g d_d (\rho_L - \rho_G)}{3 C_D \rho_G}$$

That equation is further used to determine the so-called Turner equation. To substitute the unknown diameter d_d (Eq.5) of the entrained droplets and to account for the influence of velocity and surface tension, the Weber number (Eq.4) is introduced and arranged to give d_d.

$$(4) \quad We = \frac{\rho_G d_d v^2}{\sigma_L}$$

$$(5) \quad d_d = \frac{\sigma_L We}{\rho_G v^2}$$

After rearrangement, the formula for the critical velocity to lift droplets in vertical wells is obtained as

$$(6) \quad v_c = \left[\frac{4 g \sigma_L We_c (\rho_L - \rho_G)}{3 C_D \rho_G^2} \right]^{1/4}$$

In their study, Turner et al. (12) substitute drag coefficient, surface tension and liquid densities with average values. For the gas density – a function of pressure, temperature and gas gravity – average values for temperature and gas gravity were used. For the Weber number, Turner et al. (12) turned to the studies of Hinze (13) who showed that droplets shatter once they exceed a critical value of the Weber number. Hinze determined the critical Weber number We_c to be in the range of 20 to 30, and Turner et al. decided to use the larger value of $We_c = 30$. Thus, they arrived at two simplified final equations, for water (Eq.7) and for condensate (Eq.8), both of which are a function of pressure only.

$$(7) \quad v_{c,w} = \frac{5.62(67 - 0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}}$$

$$(8) \quad v_{c,c} = \frac{4.02(45 - 0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}}$$

These two equations also include an upward adjustment of about 20 % which comes from the fact that Turner et al. (12) compared their results with actual field data and found that this correction was required to achieve a sufficiently good match. Coleman et al. (14) however state that they consider this adjustment to be unnecessary and that accurate prediction can be achieved without it.

Another model was conceived by Li et al. (15) who argued that the assumptions made by Turner et al. (12) concerning shape and drag coefficient of the entrained droplets are not definitive. They

fällt diese schließlich unter einen bestimmten Mindestwert. Ist dies geschehen, werden die Flüssigkeiten nicht mehr an die Oberfläche befördert, sondern sammeln sich am Boden des Bohrlochs an. Diese Flüssigkeitsansammlung erzeugt einen Gegendruck, der die Gasproduktion zumindest behindert und im schlimmsten Fall den Gasfluss aus der Formation vollständig stoppt (12).

Turner et al. (12) untersuchten als erste die Flüssigkeitsbeladung und wie sie durch Berechnung einer Mindestflussrate verhindert werden kann. Sie analysierten zwei verschiedene Modelle: das kontinuierliche Schichtmodell, das die Bewegung von Flüssigkeit entlang der Bohrlochwand infolge von Scherkräften beschreibt, und das Tröpfchenmodell, das die mitgenommenen Flüssigkeitstropfen derart charakterisiert, dass diese sich aufgrund von Widerstandskräften nach oben bewegen. Die Schlussfolgerung war, dass die Strömungsgeschwindigkeit jederzeit einen bestimmten Schwellenwert überschreiten muss, um eine stetige Entfernung der größten auftretenden Tropfen zu gewährleisten. Das Gleichgewicht der Kräfte zwischen den Massenkräften

$$(1) \quad F_G = (\rho_L - \rho_G) g \frac{\pi d_d^3}{6}$$

und die durch Tröpfchen eingetretene Widerstandskräfte

$$(2) \quad F_D = \frac{1}{2} C_D A_d \rho_G v^2 = \frac{1}{2} C_D \frac{\pi d_d^2}{4} \rho_G v^2$$

ergeben die sogenannte Schwellengeschwindigkeit.

$$(3) \quad v^2 = \frac{4 g d_d (\rho_L - \rho_G)}{3 C_D \rho_G}$$

Diese Gleichung wird weiter verwendet, um die sogenannte Turner-Gleichung zu bestimmen. Um den unbekannten Durchmesser d_d (Gl. 5) der mitgerissenen Tröpfchen zu ersetzen und den Einfluss von Geschwindigkeit und Oberflächenspannung zu berücksichtigen, wird die Weber-Zahl (Gl. 4) eingeführt und angeordnet, um d_d zu ermitteln.

$$(4) \quad We = \frac{\rho_G d_d v^2}{\sigma_L}$$

$$(5) \quad d_d = \frac{\sigma_L We}{\rho_G v^2}$$

Nach der Umformung ergibt sich die Formel für die kritische Geschwindigkeit zum Förderung von Tröpfchen in vertikalen Bohrungen wie folgt:

$$(6) \quad v_c = \left[\frac{4 g \sigma_L We_c (\rho_L - \rho_G)}{3 C_D \rho_G^2} \right]^{1/4}$$

In ihrer Studie ersetzen Turner et al. (12) den Widerstandsbeiwert, die Oberflächenspannung und die Flüssigkeitsdichte durch Durchschnittswerte. Für die Gasdichte – eine Funktion aus Druck, Temperatur und Gasgravitation – wurden Durchschnittswerte für Temperatur und Gasgravitation verwendet. Für die Weber-Zahl wandten Turner et al. (12) sich den Studien von Hinze (13) zu, die zeigten, dass Tröpfchen sich auflösen, sobald sie einen kritischen Wert der Weber-Zahl überschreiten. Hinze stellte fest, dass die kritische Weber-Zahl We_c im Bereich von 20 bis 30 liegt, und Turner et al. beschlossen, den größeren Wert von $We_c = 30$ zu ver-

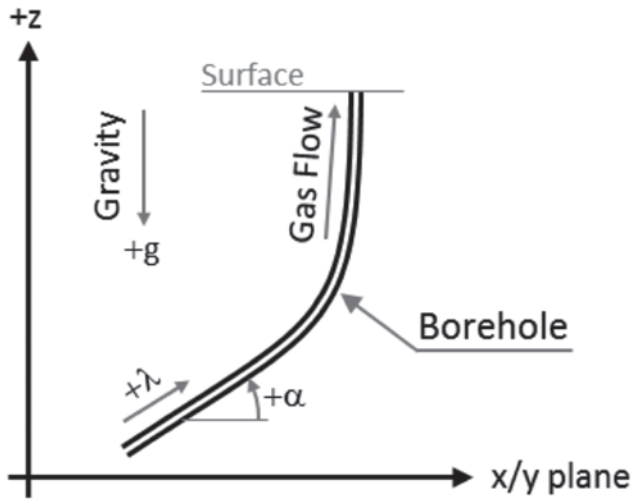

Fig. 1. Coordinate system used.
Bild 1. Verwendung eines Koordinatensytems.

postulate that the droplets experience significant deformation during their upward transport through the wellbore and estimate a drag coefficient of 1.0, instead of 0.44 as used by Turner et al. (12). As a result, Li et al. (15) obtain much lower critical velocities before liquid loading occurs.

Luan et al. (16) compared these models and found that Turner's model, including the 20 % adjustment, is best suitable for flowing wellhead pressures of 5.5 MPa or greater. Coleman's model, which is Turner's model without 20 % adjustment, should be used for wellhead pressures of 3.4 MPa or less. However, nearly all investigated gas wells exhibited liquid loading well before Li's critical flow rates were reached.

In this study, the focus lies on determining theses variables – such as the densities, surface tension, etc. – through calculations rather than estimations and thus, to ultimately achieve a reliable model.

Moreover, to make sure that the simulation of the critical velocity is not limited to vertical wells but can also be applied to increasingly more common deviated wells, a pipe angle α as shown in Figure 1 is considered which indicates the deviation from the horizontal plane. This angle is included in the final form of the equation (17).

$$(9)\quad v_c = \left[\frac{4g\sigma_L We_c(\rho_L-\rho_G)}{3C_D\rho_G^2\sin\alpha}\right]^{1/4}$$

2.2 Heat Transfer in Boreholes

The derivation of the general equations for temperature and pressure prediction in a borehole is based on the conservation laws of mass, momentum and energy, e. g., Michel and Civan (5, 6).

The mass balance enables to define that the mass flow rate within the borehole does not change.

$$(10)\quad \dot{m} = \rho_G v A_f = \text{const.}$$

Using local coordinates as sketched in Figure 1, the equation for pressure is obtained by momentum balance as

wenden. So kamen sie zu zwei vereinfachten Endgleichungen für Wasser (Gl. 7) und für Kondensat (Gl. 8), die beide nur eine Funktion des Drucks sind.

$$(7)\quad v_{c,w} = \frac{5{,}62(67-0{,}0031p)^{1/4}}{(0{,}0031p)^{1/2}}$$

$$(8)\quad v_{c,c} = \frac{4{,}02(45-0{,}0031p)^{1/4}}{(0{,}0031p)^{1/2}}$$

Diese beiden Gleichungen beinhalten auch eine Aufwärtskorrektur von etwa 20 %, was auf die Tatsache zurückzuführen ist, dass Turner et al. (12) ihre Ergebnisse mit tatsächlichen Felddaten verglichen und feststellten, dass diese Korrektur erforderlich war, um eine ausreichend gute Übereinstimmung zu erzielen. Coleman et al. (14) geben jedoch an, dass sie diese Anpassung für unnötig halten und dass eine genaue Vorhersage ohne sie erreicht werden kann.

Ein weiteres Modell wurde von Li et al. (15) konzipiert. Sie argumentierten, dass die Annahmen von Turner et al. (12) bezüglich Form und Widerstandsbeiwert der mitgerissenen Tröpfchen nicht endgültig sind. Sie postulieren, dass die Tröpfchen während ihres Aufwärtstransports durch das Bohrloch eine signifikante Verformung erfahren und bewerteten den Widerstandskoeffizienten mit 1,0 anstelle von 0,44 wie bei Turner et al. (12). Infolgedessen haben Li et al. (15) viel niedrigere kritische Geschwindigkeiten erhalten, bevor eine Flüssigkeitsbeladung auftritt.

Luan et al. (16) verglichen diese Modelle und stellten fest, dass das Turner-Modell einschließlich der 20 %-Anpassung am besten für fließende Bohrlochaustrittsdrücke von 5,5 MPa oder mehr geeignet ist. Das Coleman-Modell, das dem Turner-Modell ohne 20 %-Anpassung entspricht, sollte für Bohrlochaustrittsdrücke von 3,4 MPa oder weniger verwendet werden. Fast alle untersuchten Gasbohrungen zeigten jedoch eine Flüssigkeitsbeladung, lange bevor die kritischen Durchflussraten von Li erreicht wurden.

In dieser Studie liegt der Schwerpunkt auf der Bestimmung der Variablen – wie Dichte, Oberflächenspannung usw. – durch Berechnungen und nicht durch Schätzungen, um letztendlich ein zuverlässiges Modell zu erhalten.

Um sicherzustellen, dass die Simulation der kritischen Geschwindigkeit nicht auf vertikale Bohrlöcher beschränkt ist, sondern auch auf abgelenkte Bohrlöcher angewendet werden kann, wird ein Rohrwinkel α wie in Bild 1 gezeigt berücksichtigt, der die Abweichung von der horizontalen Ebene angibt. Dieser Winkel ist in der endgültigen Form der Gleichung enthalten (17).

$$(9)\quad v_c = \left[\frac{4g\sigma_L We_c(\rho_L-\rho_G)}{3C_D\rho_G^2\sin\alpha}\right]^{1/4}$$

2.2 Wärmeübertragung in Bohrlöchern

Die Ableitung der allgemeinen Gleichungen für die Temperatur- und Druckvorhersage in einem Bohrloch basiert auf den Erhaltungsgesetzen von Masse, Impuls und Energie, z. B. Michel und Civan (5, 6).

Die Massenbilanz ermöglicht es zu definieren, dass sich der Massenstrom innerhalb des Bohrlochs nicht ändert.

$$(10)\quad \dot{m} = \rho_G v A_f = \text{const.}$$

(11) $$\frac{dp}{d\lambda} = -\rho_G g \sin\alpha - \rho_G v \frac{dv}{d\lambda} - f_D \frac{\rho_G v^2}{2d}$$

and the temperature equation can be written by combining mass and energy balance

(12) $$\frac{dT}{d\lambda} = \eta \frac{dp}{d\lambda} - \frac{g}{c_p} \sin\alpha - \frac{v}{c_p} \frac{dv}{d\lambda} + \frac{q'}{c_p \dot{m}}$$

It is obvious that above equations depend on each other since gas density, heat capacity, viscosity and Joule- Thompson coefficient among others depend themselves on pressure and temperature.

To obtain an analytical solution as far as possible, Eq.(11) and Eq.(12) have been solved assuming that above mentioned parameters are constant. The solution for the pressure can thus be written as

(13) $$p(\lambda) = p_b - \lambda \quad g \sin\alpha - \frac{\lambda \dot{m}}{A_f} \frac{dv}{d\lambda} - \frac{f_D \lambda \dot{m} v}{A_f 2d}$$

The boundary condition p_b for the first section is equivalent to the pressure at reservoir depth in the casing, and for the succeeding section it is the calculated pressure $p(L)$ at the top of the preceding section.

To get the solution for the temperature equation (12) the specific heat flow has to be replaced by

(14) $$q' = \frac{T_w - T}{R'}$$

whereby the borehole wall temperature has to be replaced by the earth temperature taking care of the geothermal gradient $\lambda\gamma_e$ and therefore

(15) $$T_w = T_{e,b} - \lambda\gamma_e \sin\alpha$$

The final solution for the temperature equation can thus be written as

(16) $$T(\lambda) = \Delta T_\eta(\lambda) - \Delta T_g(\lambda) - \Delta T_a(\lambda) + \Delta T_e(\lambda)$$

The first item at the right side of above equation is the Joule-Thompson term, given by

(17) $$\Delta T_\eta(\lambda) = \eta R' c_p \dot{m} \frac{dp}{d\lambda} \left(1 - e^{-\lambda / R' c_p \dot{m}}\right)$$

the second item is the gravity term, given by

(18) $$\Delta T_g(\lambda) = R' g\, \dot{m} \sin\alpha \left(1 - e^{-\lambda / R' c_p \dot{m}}\right)$$

the third item is the acceleration term, given by

(19) $$\Delta T_a(\lambda) = R' \dot{m}\, v \frac{dv}{d\lambda} \left(1 - e^{-\lambda / R' c_p \dot{m}}\right)$$

and the last term is responsible for the heat transfer with the formation,

(20) $$\Delta T_e(\lambda) = T_{e,b} - \lambda\, \gamma_e \sin\alpha - \left(T_{e,b} - T_b\right) e^{-\lambda / R' c_p \dot{m}} + \gamma_e R' c_p \dot{m} \left(1 - e^{-\lambda / R' c_p \dot{m}}\right)$$

Unter Verwendung lokaler Koordinaten, wie in Bild 1 skizziert, wird die Druckgleichung durch Impulsausgleich erhalten als

(11) $$\frac{dp}{d\lambda} = -\rho_G g \sin\alpha - \rho_G v \frac{dv}{d\lambda} - f_D \frac{\rho_G v^2}{2d}$$

und die Temperaturgleichung kann durch Kombinieren von Masse und Energiebilanz beschrieben werden

(12) $$\frac{dT}{d\lambda} = \eta \frac{dp}{d\lambda} - \frac{g}{c_p} \sin\alpha - \frac{v}{c_p} \frac{dv}{d\lambda} + \frac{q'}{c_p \dot{m}}$$

Es ist offensichtlich, dass die obigen Gleichungen voneinander abhängen, da Gasdichte, Wärmekapazität, Viskosität und Joule-Thomson-Koeffizient unter anderem von Druck und Temperatur abhängen.

Um so weit wie möglich eine analytische Lösung zu erhalten, wurden Gleichung (11) und Gleichung (12) unter der Annahme gelöst, dass die oben genannten Parameter konstant sind. Die Lösung für den Druck kann somit wie folgt beschrieben werden:

(13) $$p(\lambda) = p_b - \lambda \quad g \sin\alpha - \frac{\lambda \dot{m}}{A_f} \frac{dv}{d\lambda} - \frac{f_D \lambda \dot{m} v}{A_f 2d}$$

Die Randbedingung p_b für den ersten Abschnitt entspricht dem Druck in der Lagerstättenteufe in der Verrohrung, und für den nachfolgenden Abschnitt ist es der berechnete Druck $p(L)$ am oberen Rand des vorhergehenden Abschnitts.

Um die Lösung für die Temperaturgleichung (12) zu erhalten, muss der spezifische Wärmestrom ersetzt werden durch

(14) $$q' = \frac{T_w - T}{R'}$$

wobei die Bohrlochwandtemperatur durch die Erdtemperatur ersetzt werden muss, unter Beachtung des geothermischen Gradienten $\lambda\gamma_e$, so dass sich ergibt

(15) $$T_w = T_{e,b} - \lambda\gamma_e \sin\alpha$$

Die endgültige Lösung für die Temperaturgleichung kann somit wie folgt beschrieben werden:

(16) $$T(\lambda) = \Delta T_\eta(\lambda) - \Delta T_g(\lambda) - \Delta T_a(\lambda) + \Delta T_e(\lambda)$$

Der erste Faktor auf der rechten Seite der obigen Gleichung ist der Joule-Thompson-Term, definiert durch

(17) $$\Delta T_\eta(\lambda) = \eta R' c_p \dot{m} \frac{dp}{d\lambda} \left(1 - e^{-\lambda / R' c_p \dot{m}}\right)$$

der zweite Faktor ist der Schwerkraftterm, definiert als

(18) $$\Delta T_g(\lambda) = R' g\, \dot{m} \sin\alpha \left(1 - e^{-\lambda / R' c_p \dot{m}}\right)$$

der dritte Faktor beschreibt die Beschleunigung, definiert durch

(19) $$\Delta T_a(\lambda) = R' \dot{m}\, v \frac{dv}{d\lambda} \left(1 - e^{-\lambda / R' c_p \dot{m}}\right)$$

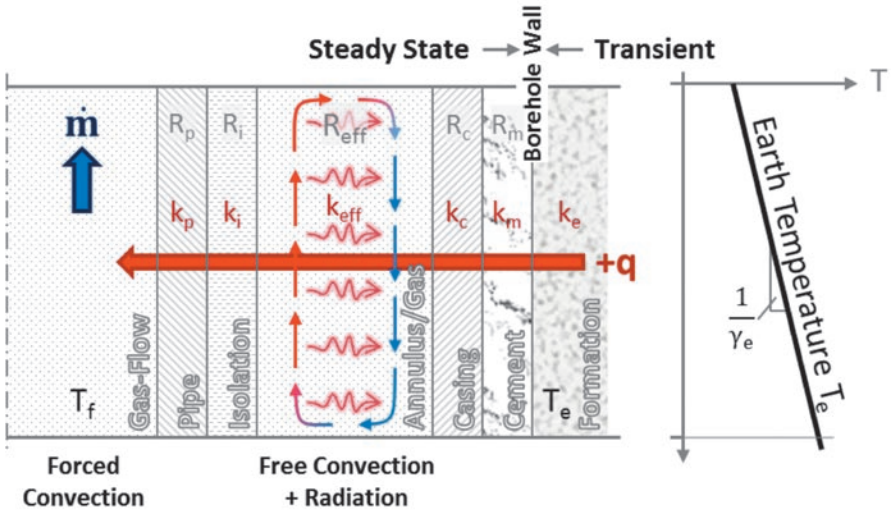

Fig. 2. Cross-section of borehole. // Bild 2. Bohrlochquerschnitt.

The overall thermal resistance is calculated as the sum of all thermal resistances between the inside of the pipe and the borehole wall (Figure 2). It includes all resistances caused by conduction, convection as well as radiation. The heat transfer coefficient due to forced convection is based on the Nusselt number; we used the correlation published by Gnielinski (18). The resistance due to free convection of the annular gas is calculated by the Dropkin & Somerscales correlation (19) using Grashof number and Prandtl number.

Since the specific thermal resistance is given by $R' = R\,L$, the overall thermal resistance can be expressed as the sum of the specific resistances of the pipe, the annulus, the borehole completion and another term responsible for the transient modelling, denoted as $H'(t)$.

$$R' = R'_p + R'_a + R'_c + H'(t) \quad (21)$$

The last term in above equation can be considered as a time dependent specific resistance which is responsible for the transient behaviour of the formation. $H'(t)$ can be expressed by the so-called transient heat conduction function g(t) which is sometimes denoted as g-function.

$$H'(t) = \frac{g(t)}{2\pi k_e} \quad (22)$$

The g-function can be considered as a source or sink in an infinite body and has the advantage that transient models can be established without stepping into numerical simulations. The transient earth model is thereby usually linked via the borehole wall temperature to the steady state borehole model. Solutions for the transient heat conduction function applicable to boreholes are available as infinite line source and as cylindrical heat source models (20).

To obtain further the final solutions for pressure and temperature in the borehole, the borehole has been separated into sections of (possibly unequal) lengths and the above analytical solutions were used iteratively to calculate pressure and temperature in the borehole, the borehole has been separated into sections of (possibly unequal) lengths and the above analytical solutions were used iteratively to calculate pressure and tem-

und der letzte Term definiert den Wärmegradienten in der geologischen Formation

$$\Delta T_e(\lambda) = T_{e,b} - \lambda\,\gamma_e \sin\alpha - \left(T_{e,b} - T_b\right)e^{-\lambda/R'c_p\dot{m}} + \gamma_e R' c_p \dot{m}\left(1 - e^{-\lambda/R'c_p\dot{m}}\right) \quad (20)$$

Der gesamte Wärmewiderstand wird als Summe aller Wärmewiderstände zwischen der Rohrinnenseite und der Bohrlochwand berechnet (Bild 2). Er umfasst alle Widerstände, die durch Leitung, Konvektion sowie Strahlung verursacht werden. Der Wärmeübergangskoeffizient aufgrund erzwungener Konvektion basiert auf der Nusselt-Zahl; wir haben hierzu die von Gnielinski (18) veröffentlichte Korrelation verwendet. Der Widerstand aufgrund der freien Konvektion des umgebenden Gases wird durch die Dropkin & Somerscales-Korrelation (19) unter Verwendung der Grashof-Zahl und der Prandtl-Zahl berechnet.

Da der spezifische Wärmewiderstand durch $R' = RL$ gegeben ist, kann der Gesamtwärmewiderstand als die Summe der spezifischen Widerstände des Rohrs, des Ringraums, der Bohrlochherstellung und eines anderen Ausdrucks ausgedrückt werden, der für die Formgebung verantwortlich ist und als H' bezeichnet wird (t).

$$R' = R'_p + R'_a + R'_c + H'(t) \quad (21)$$

Der letzte Term in der obigen Gleichung kann als zeitabhängiger spezifischer Widerstand betrachtet werden, der für das Übergangsverhalten der Formation verantwortlich ist. $H'(t)$ kann durch die sogenannte instationäre Wärmeleitungsfunktion g(t) ausgedrückt werden, die manchmal als g-Funktion bezeichnet wird.

$$H'(t) = \frac{g(t)}{2\pi k_e} \quad (22)$$

Die g-Funktion kann als Quelle oder Abfluss in einem unendlichen Körper betrachtet werden und hat den Vorteil, dass instationäre Modelle erstellt werden können, ohne in numerische Simulationen einzusteigen. Das instationäre Erdmodell wird dabei üblicherweise über die Bohrlochwandtemperatur mit dem statio-

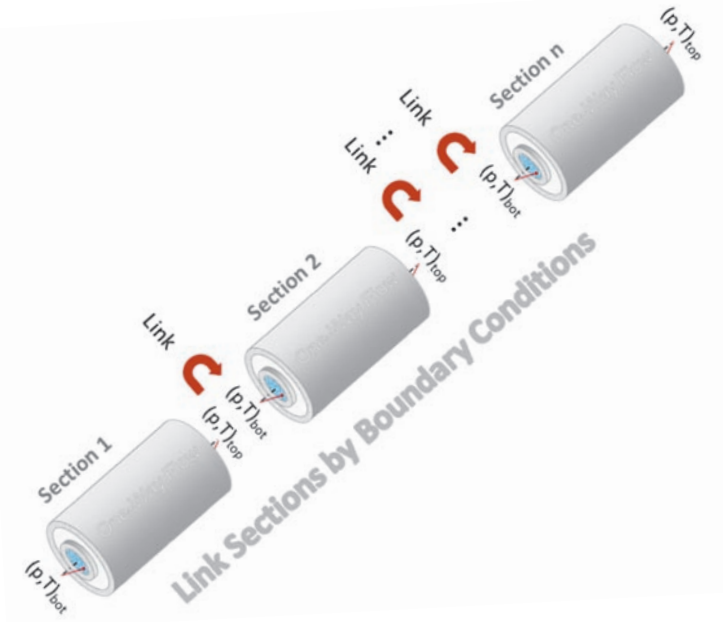

Fig. 3. Sectioning of borehole. // Bild 3. Bohrlochabschnitte.

perature until convergence has been obtained in each section. In each of those sections, the thermal resistances as well as all other relevant parameters like density are repeatedly calculated at the bottom and at the top of the section.

Since the boundary conditions (BC) have been defined as pressure and temperature at the bottom of the sections (Figure 3), the calculation is done section by section. Starting with the bottom section, the BC are defined by bottom hole pressure and temperature. After finishing the iterative calculations, all values are available at section top and passed as new boundary conditions to the next section. Using smart methods for creating the sections, inhomogeneous borehole conditions like different pipe materials, borehole diameters and completions as well as the inhomogeneous surrounding geology can be handled in an elegant way.

2.3 Correlations and models

One of the challenges of this work was the estimation of the thermodynamic parameters and the application of an equation of state (EoS) for real gases.

The equation of state used for natural gases is usually based on the compressibility factor (z-factor) model of Standing & Katz (21), whereby the z-factor denotes the ratio of the actual to the ideal volume of particular moles of a real gas at a given pressure and temperature. The equation of state can thus be written as

$$pV = nRTz \quad (23)$$

whereby the compressibility factor is usually expressed as a function of the pseudo reduced pressure and temperature $z = z(p_{pr},T_{pr})$. The pseudo reduced values are given by $p_{pr} = p/p_{pc}$ and $T_{pr} = T/T_{pc}$.

Among the equation of state, other parameters are to be estimated or need to be known:

nären Bohrlochmodell verknüpft. Lösungen für die instationäre Wärmeleitungsfunktion von Bohrlöchern sind als unendliche Leitungsquelle und als zylindrische Wärmequellenberechnungen ermittelbar (20).

Um die endgültigen Lösungen für Druck und Temperatur im Bohrloch zu erhalten, wurde das Bohrloch in Abschnitte mit (möglicherweise ungleichen) Längen unterteilt, und die obigen analytischen Lösungen wurden iterativ verwendet, um Druck und Temperatur zu berechnen, bis in jedem Abschnitt Konvergenz erhalten wurde. In jedem dieser Abschnitte werden die Wärmewiderstände sowie alle anderen relevanten Parameter wie die Dichte am unteren und oberen Rand des Abschnitts wiederholt berechnet.

Da die Randbedingungen (BC) am unteren Rand der Abschnitte als Druck und Temperatur definiert wurden (Bild 3), erfolgt die Berechnung abschnittsweise. Beginnend mit dem unteren Abschnitt werden die BC durch den Druck und die Temperatur des unteren Lochs definiert. Nach Abschluss der iterativen Berechnungen stehen alle Werte oben im Abschnitt zur Verfügung und werden als neue Randbedingungen an den nächsten Abschnitt übergeben. Mit intelligenten Methoden zur Erstellung der Abschnitte können inhomogene Bohrlochbedingungen wie unterschiedliche Rohrmaterialien, Bohrlochdurchmesser und -Bohrlochherrichtung sowie die inhomogene umgebende Geologie auf elegante Weise behandelt werden.

2.3 Korrelationen und Modelle

Eine der Herausforderungen dieser Arbeit war die Abschätzung der thermodynamischen Parameter und die Anwendung einer Zustandsgleichung (EoS) für reale Gase.

Die für Erdgas verwendete Zustandsgleichung basiert üblicherweise auf dem Kompressibilitätsfaktormodell (Z-Faktor) von Standing & Katz (21), wobei der Z-Faktor das Verhältnis des tatsächlichen zum idealen Volumen bestimmter Mole eines realen Gases bei einem gegebenen Druck und einer gegebenen Temperatur beschreibt. Die Zustandsgleichung kann somit wie folgt definiert werden

$$pV = nRTz \quad (23)$$

wobei der Kompressibilitätsfaktor üblicherweise als Funktion des pseudoreduzierten Drucks und der Temperatur $z = z(p_{pr},T_{pr})$ ausgedrückt wird. Die pseudoreduzierten Werte sind gegeben durch $p_{pr} = p/p_{pc}$ und $T_{pr} = T/T_{pc}$.

Bezüglich der Zustandsgleichung sind einige Parameter zu schätzen oder sie müssen bekannt sein:

- Molmasse des Gases;
- pseudokritischer Druck und Temperatur;
- Gasdichte;
- Gaswärmekapazität;
- Gasviskosität;
- Joule Thompson-Koeffizient;
- Flüssigkeitsoberflächenspannung (Wasser und/oder Kondensat); und
- Flüssigkeitsdichte (Wasser und/oder Kondensat).

- molar mass of gas;
- pseudo critical pressure and temperature;
- gas density;
- gas heat capacity;
- gas viscosity;
- Joule Thompson coefficient;
- fluid surface tension (water and/or condensate); and
- fluid density (water and/or condensate).

If the composition of a natural gas is not exactly available, the molar mass of the gas can be correlated by using the gas specific gravity as

(24) $M_w = 28.9625\ \gamma_G$

Since the number of moles of a substance can be expressed as $n = m / M_w$, the density of the natural gas can be calculated as

(25) $\rho_G = \frac{pM_w}{RTz}$

The pseudocritical values can be estimated by the Sutton correlation (22, 23), which is valid for gases free of contaminants, as

(26) $p_{pc} = 756.8 - 131.0\ \gamma_G - 3.6\gamma_G^2$

(27) $T_{pc} = 169.2 + 349.2\ \gamma_G - 74.0\gamma_G^2$

Sutton also provides a summary of correlation models for gases containing H_2S, CO_2 and N_2.

For the z-factor estimation, several correlations (20) are sufficiently published, e. g., Dranchuk et al. (24) or Dranchuk & Abou-Kassem (25). Abou-Kassem et al. (26) published the FORTRAN code for both of their methods.

Wenn die Zusammensetzung des Erdgases nicht genau verfügbar ist, kann die Molmasse des Gases unter Verwendung des spezifischen Gewichts korreliert werden

(24) $M_w = 28{,}9625\ \gamma_G$

Da die Molzahl einer Substanz als $n = m / M_w$ ausgedrückt werden kann, kann die Dichte des Erdgases wie folgt berechnet werden:

(25) $\rho_G = \frac{pM_w}{RTz}$

Die pseudokritischen Werte können durch die Sutton-Korrelation (22, 23) ermittelt werden, die für Gase gilt, die frei von Verunreinigungen sind

(26) $p_{pc} = 756{,}8 - 131{,}0\ \gamma_G - 3{,}6\gamma_G^2$

(27) $T_{pc} = 169{,}2 + 349{,}2\ \gamma_G - 74{,}0\gamma_G^2$

Sutton bietet auch eine Zusammenfassung der Korrelationsmodelle für Gase an, die H_2S, CO_2 und N_2 enthalten.

Für die z-Faktor-Schätzung sind mehrere Korrelationen (20) veröffentlicht, z. B. Dranchuk et al. (24) oder Dranchuk & Abou-Kassem (25). Abou-Kassem et al. (26) veröffentlichten den FORTRAN-Code für beide Methoden.

Wir verwendeten einen dieser Algorithmen – die ZSTAR-Routine – mit den von Borges (27) vorgeschlagenen Korrekturen für eine hohe Gasdichte und unseren eigenen Korrekturen zur Verbesserung des Modells für niedrige pseudoreduzierte Druckwerte (Bild 4).

Die Angabe der Wärmekapazität anhand einer Zustandsgleichung ist die allgemein gängige Methode in der Industrie (28). Die Abschätzung der idealen isobaren Wärmekapazität realer Gase wurde ausführlich untersucht.

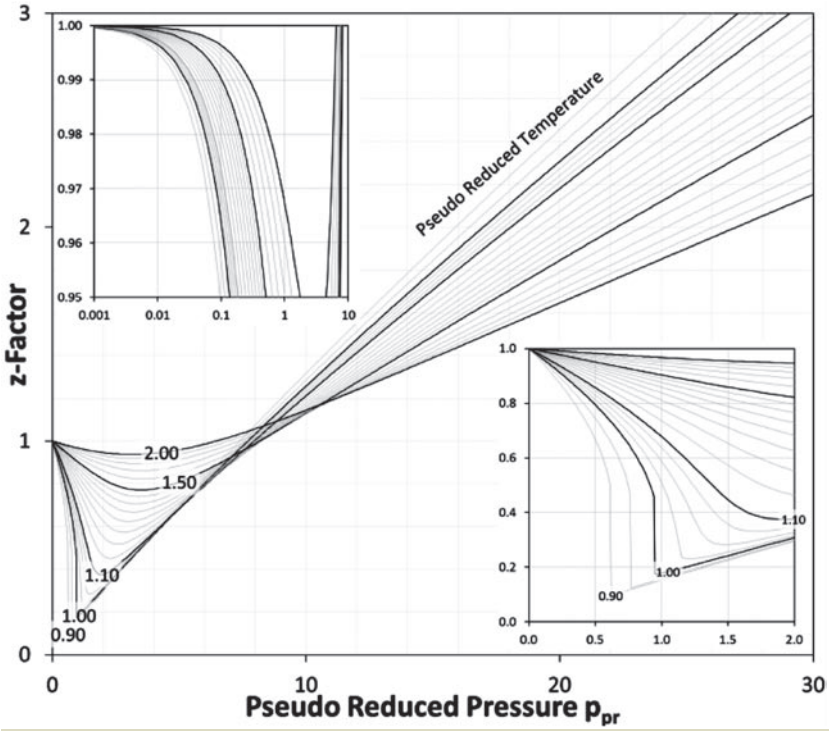

Fig. 4. Used z-factor model. // Bild 4. Das verwendete z-Faktor Modell.

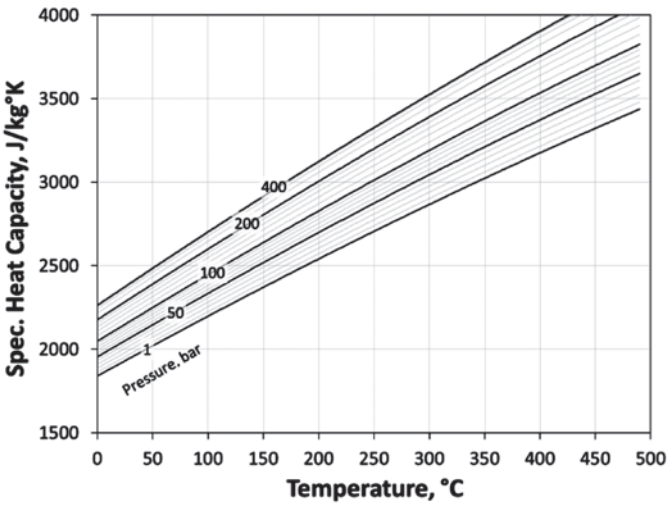

Fig. 5. Lateef & Omeke's heat capacity model.
Bild 5. Lateef & Omeke's Wärmekapazitätsmodell.

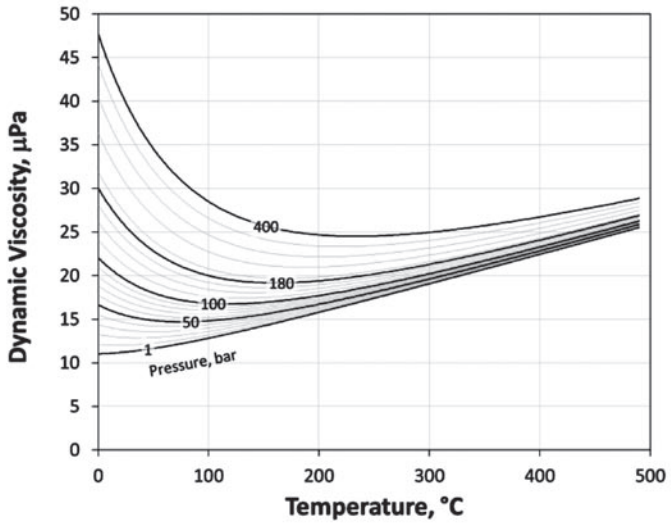

Fig. 6. Gurbanov & Dadash-Zade's viscosity model.
Bild 6. Gurbanov & Dadash-Zade's Viskositätsmodell.

We used one of these algorithms – the ZSTAR routine – with the corrections proposed by Borges (27) for high gas density and our own corrections for improvement of the model for low pseudo reduced pressure values (Figure 4).

Expressing the heat capacity based on an equation of state is the general method in industry (28). The estimation of the ideal isobaric heat capacity of real gases has been extensively studied.

Numerous authors have presented correlations for pure compounds as well as for natural gas, but at high pressures the real heat capacity deviates from the ideal heat capacity (28). Abou-Kassem & Dranchuk (29) and Dranchuk & Abou-Kassem (30) presented a method using the EoS of Dranchuk et al. (24) to calculate heat capacity.

Lateef & Omeke (31) proposed a method using specific gas gravity and pseudo reduced pressure. In Figure 5, their heat capacity model is shown for a gas with a specific gravity of $\gamma_G = 0.7$.

The viscosity of natural gas usually is in the range from 10 to 40 µPa.s at standard and reservoir conditions. The estimation of the gas viscosity is usually a two-step procedure: 1. calculating mixture low-pressure viscosity at standard pressure from Chapman-Enskog theory and 2. correcting this value for the effect of pressure and temperature with a corresponding-states or dense-gas correlation (32).

Numerous matured and well accepted models are available (33), among others Lee et al. (34), Lee & Eakin (35) or the model of Gurbanov & Dadash-Zade (36) which is shown in Figure 6 for a gas with a specific gravity of $\gamma_G = 0.7$.

The general expression for the Joule-Thompson coefficient can be derived from the Maxwell identities $(\partial H/\partial p)_T = V + T(\partial S/\partial p)_T$ and $(\partial S/\partial p)_T = (\partial V/\partial T)_p$, so

$$(28) \quad c_p \eta = -\left[V - T(\partial V/\partial T)_p\right]$$

or after re-arrangement

$$(29) \quad \eta = \frac{1}{c_p \rho_G} \frac{T}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial T}\right)_p$$

Zahlreiche Autoren haben Korrelationen für reine Verbindungen und Erdgas vorgestellt, aber bei hohen Drücken weicht die tatsächliche Wärmekapazität von der idealen Wärmekapazität ab (28). Abou-Kassem & Dranchuk (29) und Dranchuk & Abou-Kassem (30) präsentierten eine Methode unter Verwendung der EoS von Dranchuk et al. (24) zur Berechnung der Wärmekapazität.

Lateef & Omeke (31) schlugen ein Verfahren vor, bei dem das spezifische Gasgewicht und der pseudoreduzierte Druck verwendet wurden. In Bild 5 ist ihr Wärmekapazitätsmodell für ein Gas mit einem spezifischen Gewicht von $\gamma_G = 0{,}7$ dargestellt.

Die Viskosität von Erdgas liegt normalerweise im Bereich von 10 bis 40 µPa bei Standard- und Lagerstättenbedingungen. Die Schätzung der Gasviskosität erfolgt normalerweise in zwei Schritten: 1. Berechnung der Niederdruckviskosität des Gemisches bei Standarddruck aus der Chapman-Enskog-Theorie und 2. Korrektur dieses Werts für den Einfluss von Druck und Temperatur mit entsprechenden Zuständen oder einer Dichte-Gaskorrelation (32).

Zahlreiche ausgereifte und allgemein akzeptierte Modelle sind verfügbar (33), unter anderem Lee et al. (34), Lee & Eakin (35) oder das in Bild 6 gezeigte Modell von Gurbanov & Dadash-Zade (36) für ein Gas mit einem spezifischen Gewicht von $\gamma_G = 0{,}7$.

Die allgemeine Beschreibung für den Joule-Thompson-Koeffizienten kann aus den Maxwell-Identitäten abgeleitet werden $(\partial H/\partial p)_T = V + T(\partial S/\partial p)_T$ und $(\partial S/\partial p)_T = (\partial V/\partial T)_p$, so dass gilt

$$(28) \quad c_p \eta = -\left[V - T(\partial V/\partial T)_p\right]$$

bzw. nach Umformung

$$(29) \quad \eta = \frac{1}{c_p \rho_G} \frac{T}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial T}\right)_p$$

Da Wärmekapazität, Dichte und z-Faktor bereits definiert sind, besteht die einzige Herausforderung in der Schätzung der Ableitung des z-Faktors in Bezug auf die Temperatur.

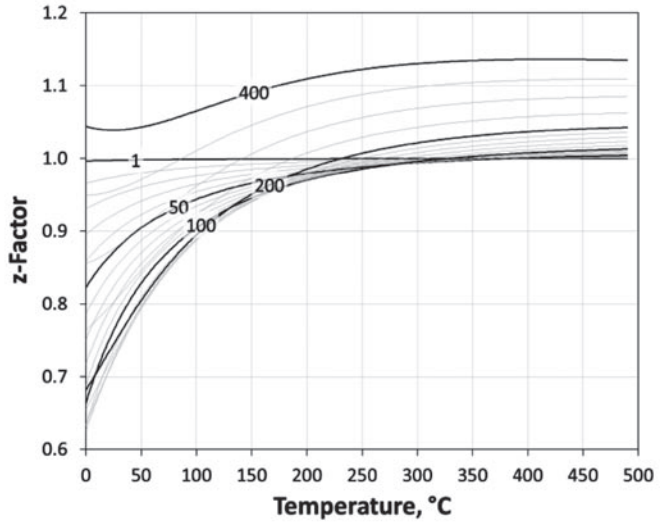

Fig. 7. z-factor vs. temperature.
Bild 7. z-Faktor vs. Temperatur.

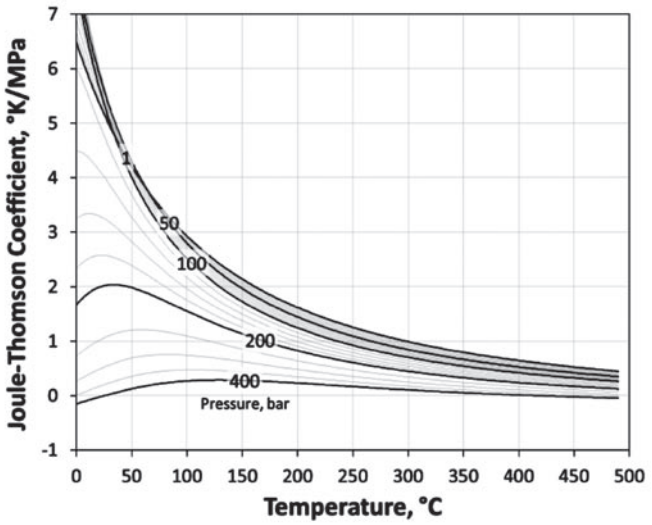

Fig. 8. Gurbanov & Dadash-Zade's viscosity model.
Bild 8. Gurbanov & Dadash-Zade's Viskositätsmodell.

Since heat capacity, density and z-factor are already defined, the only challenge is the estimation of the derivative of the z-factor with respect to the temperature.

For the z-factor model shown in Figure 4, the derivatives necessary for the Joule-Thompson coefficient are calculated by numerical differentiation. Figure 7 shows as an example the z-factor model for a gas with a specific gravity of $\gamma_G = 0.7$ and the corresponding Joule-Thompson coefficients are shown in Figure 8.

For the surface tension Turner et al. (12) proposed using a constant value. For water they recommended a value of $\sigma_{H_2O} = 0.06$ N/m. Since the surface tension is actually depending on the temperature, we used the model proposed by Kestin et al. (38) given by

$$(30)\quad \sigma_{H_2O} = \left(\frac{T_c - T}{T_c}\right)^{1.256}\left[1 - 0.625\left(\frac{T_c - T}{T_c}\right)\right]$$

whereby $T_c = 647.14$ K is the critical temperature of water. The model is shown in Figure 9, and covers the entire liquid range from the triple point to the critical point.

The model for water density we used is from the Dortmund Data Bank Software & Separation,

$$(31)\quad \rho_{H_2O} = \frac{A}{B^{1+(1-T/C)^D}}$$

with A = 0.14395, B = 0.0112, C = 649.727, D = 0.05107 being constants.

3 Application of method

The proposed method has been applied to a borehole of 3,000 m depth drilled into a gas reservoir. The initial reservoir pressure is about 300 bar, the specific gravity of the gas is $\gamma_G = 0.7$.

The data of the borehole are summarized in Table 1. Tubing and casing are made of steel, surface temperature of 15 °C is increasing by 3 °C/100m. The emissivity of tubing and casing is $\varepsilon = 0.25$. The simulation was done by increasing the insulation

Für das in Bild 4 gezeigte z-Faktor-Modell werden die für den Joule-Thompson-Koeffizienten erforderlichen Ableitungen durch numerische Differenzierung berechnet. Bild 7 zeigt als Beispiel das z-Faktor-Modell für ein Gas mit einem spezifischen Gewicht von $\gamma_G = 0{,}7$. Die entsprechenden Joule-Thompson-Koeffizienten sind in Bild 8 dargestellt.

Für die Oberflächenspannung haben Turner et al. (12) die Verwendung eines konstanten Werts vorgeschlagen. Für Wasser wurde ein Wert von $\sigma_{H_2O} = 0{,}06$ N/m empfohlen. Da die Oberflächenspannung tatsächlich von der Temperatur abhängt, haben wir die von Kestin et al. (38) vorgeschlagene Gleichung

$$(30)\quad \sigma_{H_2O} = \left(\frac{T_c - T}{T_c}\right)^{1{,}256}\left[1 - 0{,}625\left(\frac{T_c - T}{T_c}\right)\right]$$

verwendet, wobei $T_c = 647{,}14$ K die kritische Temperatur des Wassers darstellt. Das Modell ist in Bild 9 dargestellt und deckt den gesamten flüssigen Bereich bis zum kritischen Punkt ab.

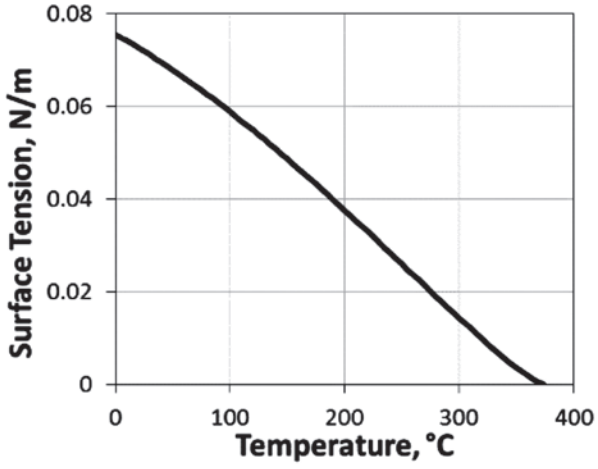

Fig. 9. Surface tension of water.
Bild 9. Oberflächenspannung von Wasser.

Borehole diameter, inch Bohrlochdurchmesser, Zoll	8 1/2
Casing outer diameter, inch Außendurchmesser der Verrohrung, Zoll	7
Casing wall thickness, inch Wanddicke der Verrohrung, Zoll	0.28
Casing conductivity, W/m°K Leitfähigkeit der Verrohrung, W/m°K	16
Cement conductivity, W/m°K Wärmeleitfähigkeit der Bohrlochzementation, W/m°K	2
Tubing outer diameter, inch Außendurchmesser des Förderrohrstrangs, Zoll	2 3/8
Tubing wall thickness, inch Wandstärke des Förderrohrstrangs, Zoll	0.28
Tubing conductivity, W/m°K Wärmeleitfähigkeit des Förderrohrstrangs, W/m°K	16
Insulation thickness, inch Stärke der Isolierung, Zoll	0 – 1
Insulation conductivity, W/m°K Wärmeleitfähigkeit der Isolierung, W/m°K	0.2
Spec. gravity of gas, - Dichte des Gases, -	0.7

Table 1. Borehole data. // Tabelle 1. Bohrlochdaten.

thickness from zero to 1 inch at a constant gas production rate of 100,000 Sm^3/d.

The results are shown in Figure 10. The leftmost chart shows the formation temperature increasing with depth as dashed line. It can be seen that the gas temperature reduces dramatically during up-flow if the tubing is uninsulated. In this case, the temperature drops from 105 °C at 3,000m depth to about 25 °C at the surface which is a significant and irrecoverable loss of energy into the surrounding formation. This can be remedied by the use of insulation. While through the use of (unobtainable) perfect insulation, the surface temperature still reads about 89 °C, using 1 inch insulation can achieve a wellhead temperature of about 55 °C. This 30 °C increase compared to the worst case of no insulation at all constitutes a significant difference influencing relevant parameters like flow velocity.

As can be seen in the second chart of Figure 10, the occurring gas velocities exhibit noticeable variations. While the differences between no insulation and perfect insulation (roughly 0.9 m/s) and between no insulation and 1 inch insulation (about 0.3 m/s) may seem small, this additional velocity can be of great value especially towards the end of the lifetime of a gas well.

Another parameter influenced by insulation and additional heat energy is pressure (3rd chart in Figure 10). A variation over the range of 6 bar can be seen. Again, a higher pressure is more valuable when operating a gas well and can be obtained by sufficient insulation.

The surface tension is determined according to Eq.30 and solely depends on temperature. Thus, this parameter is sensitive to any changes caused by insulation variations.

Finally, the critical velocity (as calculated by Eq.9) varies as well. It shows that an increase in insulation efficiency also

Das von uns verwendete Modell für die Wasserdichte stammt aus der Dortmunder Datenbank Software & Separation,

$$(31)\quad \rho_{H_2O} = \frac{A}{B^{1+(1-T/C)^D}}$$

mit $A = 0{,}14395$, $B = 0{,}0112$, $C = 649{,}727$, $D = 0{,}05107$ als Konstanten.

3 Anwendung des Verfahrens

Das vorgeschlagene Verfahren wurde auf ein Bohrloch mit einer Tiefe von 3.000 m angewendet, das in eine Gaslagerstätte gebohrt wurde. Der anfängliche Lägerstättendruck beträgt ca. 300 bar, das spezifische Gewicht des Gases beträgt $\gamma_G = 0{,}7$.

Die Bohrlochdaten sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Die Produktionsrohrleitung und die Bohrlochverrohrung bestehen aus Stahl, die Oberflächentemperatur von 15 °C steigt um 3 °C/100 m. Das Emissionsvermögen von Rohren und Verrohrung beträgt $\varepsilon = 0{,}25$. Die Simulation wurde bei einer konstanten Gasproduktionsrate von 100.000 Sm^3/d durchgeführt, indem die Isolationsstärke von 0 auf 1 Zoll erhöht wurde.

Die Ergebnisse sind in Bild 10 dargestellt. Das Diagramm ganz links zeigt die mit zunehmender Teufe ansteigende Gebirgstemperatur als gestrichelte Linie. Es ist ersichtlich, dass die Gastemperatur während des Aufwärtsströmens drastisch abnimmt, wenn die Verrohrung nicht isoliert ist. In diesem Fall sinkt die Temperatur von 105 °C in 3.000 m Tiefe auf etwa 25 °C an der Oberfläche, was einen signifikanten und unwiederbringlichen Energieverlust in die umgebende Formation darstellt. Dies kann durch die Verwendung einer Isolierung behoben werden. Während durch die Verwendung einer (nicht erreichbaren) perfekten Isolierung die Oberflächentemperatur immer noch etwa 89 °C beträgt, kann mit einer 1 Zoll-Isolierung eine Bohrlochkopftemperatur von etwa 55 °C erreicht werden. Dieser Anstieg um 30 °C im Vergleich zum schlechtesten Fall ohne Isolierung stellt einen signifikanten Unterschied dar, der relevante Parameter wie die Strömungsgeschwindigkeit beeinflusst.

Wie im zweiten Diagramm in Bild 10 zu sehen ist, zeigen die auftretenden Gasgeschwindigkeiten deutliche Unterschiede. Während die Varianten zwischen keiner Isolierung und perfekter Isolierung (ungefähr 0,9 m/s) und zwischen keiner Isolierung und 1 Zoll-Isolierung (ungefähr 0,3 m/s) gering erscheinen mögen, kann diese zusätzliche Geschwindigkeit insbesondere gegen Ende der Lebensdauer von großem Wert für die Gaslagerstätte sein.

Ein weiterer Parameter, der durch Isolierung und zusätzliche Wärmeenergie beeinflusst wird, ist der Druck (3. Diagramm in Bild 10). Eine Variante ist bei 6 bar zu sehen. Auch hier ist ein höherer Druck beim Betrieb einer Gasbohrung wertvoller und kann durch ausreichende Isolierung erreicht werden.

Die Oberflächenspannung wird gemäß Gleichung 30 bestimmt und hängt ausschließlich von der Temperatur ab. Diese Größe ist somit besonders empfindlich gegenüber Änderungen, die durch Isolationsschwankungen verursacht werden.

Schließlich ändert sich auch die kritische Geschwindigkeit (berechnet nach Gleichung 9). Es zeigt sich, dass eine Erhöhung der Isolationseffizienz auch die kritische Geschwindigkeit erhöht, die erforderlich ist, um auftretende Tröpfchen zu heben. Dieser kritische Geschwindigkeitsanstieg ist jedoch kleiner als der Ge-

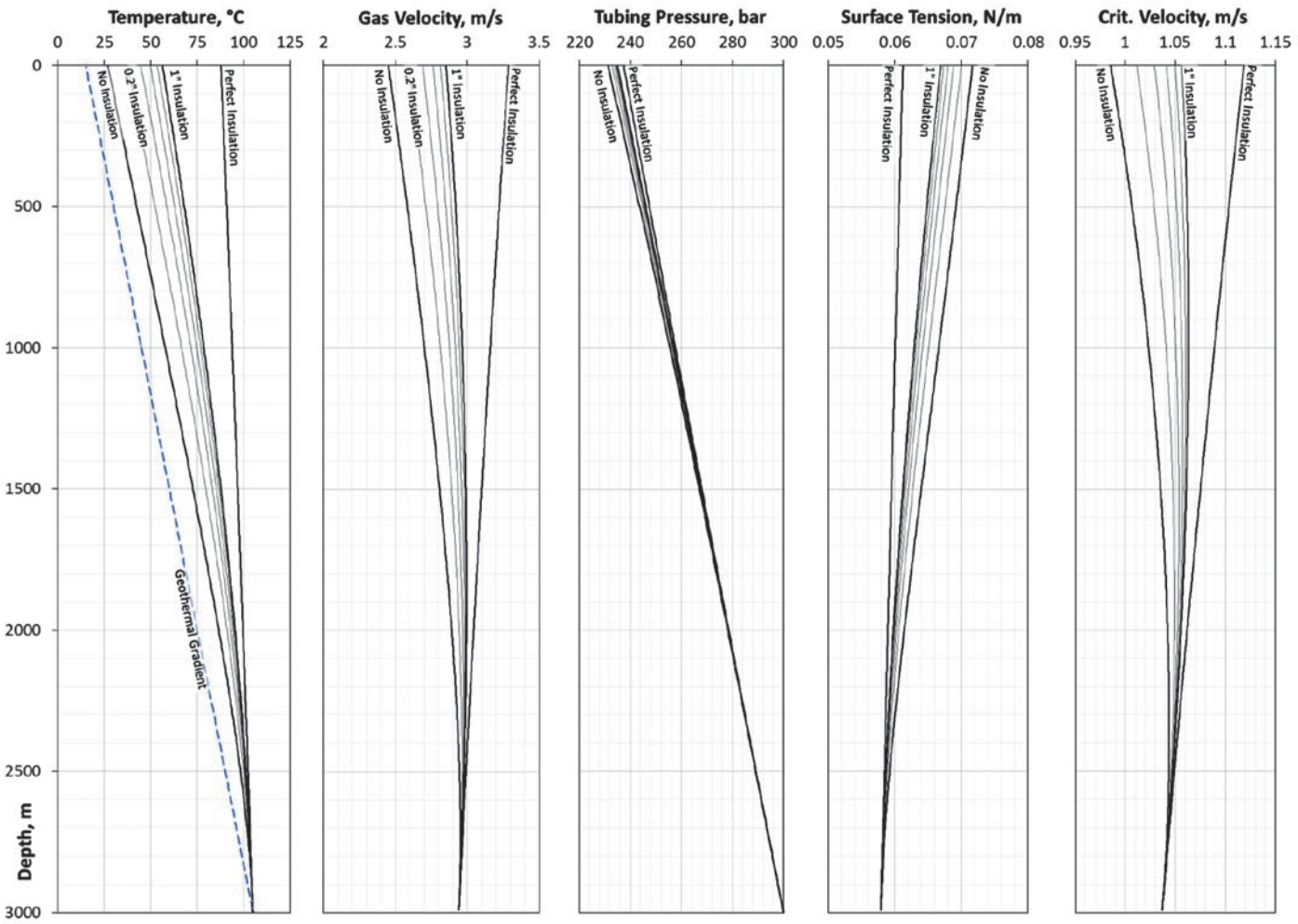

Fig. 10. Results of the simulation. // Bild 10. Ergebnisse der Simulation.

increases the critical velocity needed to lift occurring droplets by a minor amount. This critical velocity increase, however, is smaller than the velocity increase of the gas shown in 2nd chart in Figure 10.

4 Conclusion

The detailed investigation on energy conservation of the produced gas indicates an enormous potential for enhanced gas recovery. The temperature conservation eventually is the physical cause for a larger gas volume to be produced which causes higher gas velocities and therefore improved carrying capacity for liquid transportation. Finally, energy conservation will also postpone the economic limit of gas production and therefore higher recovery factors of the reservoirs are to be expected.

Tubular insulation materials are well known in oil and geothermal water production but still not popular in gas production. Further research on highly effective insulation materials is mandatory in order to optimize the efficiency of the deliquification process in gas wells.

Based upon the promising calibration results of the new simulator on field examples, the future implementation of modern materials with low heat transfer capacities will open a new dimension for enhanced gas recovery.

schwindigkeitsanstieg des Gases, der im zweiten Diagramm in Bild 10 gezeigt ist.

4 Fazit

Die detaillierte Untersuchung der Energieeinsparung des produzierten Gases zeigt ein enormes Potential für eine verbesserte Gasrückgewinnung. Die Temperaturerhaltung ist schließlich die physikalische Ursache für die Erzeugung eines größeren Gasvolumens, was höhere Gasgeschwindigkeiten und daher eine verbesserte Tragfähigkeit für den Flüssigkeitstransport hervorruft. Schließlich wird die Energieeinsparung auch die wirtschaftliche Grenze der Gasproduktion dahingehend verschieben, dass ein wesentlich höherer der Grad der Lagerstättenausbeute zu erwarten ist.

Rohrisolationsmaterialien sind in der geothermischen Wasserproduktion gut bekannt, in der Gasproduktion jedoch immer noch nicht beliebt. Weitere Forschungen zu hochwirksamen Isolationsmaterialien sind erforderlich, um die Bildung von Flüssigkeiten in Gasbohrungen zu verringern.

Basierend auf den vielversprechenden Kalibrierungsergebnissen des neuen Simulators auf der Basis von Feldversuchen wird die zukünftige Implementierung moderner Materialien mit geringen Wärmeübertragungskapazitäten eine neue Dimension für eine verbesserte Gasrückgewinnung eröffnen.

Nomenclature

Constants used

g	... Gravitational constant	g = 9.80665 m/s²
R	... Ideal gas constant	R = 8.3144621 J/mol°K

Symbols Used

A_f ... Flow area, m²
A_d ... Droplet cross-section, m²
c_D ... Drag coefficient
c_p ... Specific heat capacity, J/kg°K
d ... Pipe diameter, m
d_d ... Droplet diameter, m
f_D ... Darcy friction factor
F_D ... Drag force, N
F_G ... Force due to gravity, N
k ... Thermal resistivity, W/ m°K
k_e ... Thermal resistivity of earth, W/ m°K
L ... Length, m
n ... Number of moles
m ... Mass, kg
$\dot{m}$ ... Mass flow rate, kg/s
M_w ... Molar mass, kg/mol
p ... Pressure, Pa
p_b ... Pressure at bottom of section, Pa
p_{pc} ... Pseudo critical pressure, Pa
p_{pr} ... Pseudo reduced pressure
p_t ... Pressure at top of section, Paq´ ... Specific heat flow, W/m
R ... Thermal resistance, °K/W
R´ ... Specific thermal resistance, m°K/W
T ... Temperature, °K
T_b ... Temperature at bottom of section, °K
T_c ... Critical temperature, °K
T_e ... Earth temperature, °K
$T_{e,b}$ ... Earth temperature at bottom of section, °K
T_f ... Fluid temperature, °K
T_{pc} ... Pseudo critical temperature, °K
T_{pr} ... Pseudo reduced temperature
T_t ... Temperature at top of section, °KTw ... Borehole wall temperature, °Kv ... Velocity, m/s
v_c ... Critical velocity, m/s
$v_{c,c}$ ... Critical velocity of condensate droplets, m/s
$v_{c,w}$ ... Critical velocity of water droplets
m/sV ... Volume, m³
We ... Weber number
Wec ... Critical Weber number
z ... Compressibility factor

Greek Symbols

α ... Pipe angle from horizontal, deg
γ_G ... Specific gravity of gas
γe ... Geothermal gradient, °K/m
ε ... Emissivity coefficient
η ... Joule-Thompson coefficient, °K/Pa
λ ... Length, m
μ ... Dynamic viscosity, Pa.s
ρ ... Density, kg/m³
ρ_G ... Gas density, kg/m³
ρ_{H2O} ... Water density, kg/m³
ρ_L ... Liquid density, kg/m³
σ_{H2O} ... Surface tension of water, N/m
σ_L ... Surface tension of liquid, N/m

Nomenklatur

Konstanten

g	... Gravitationskonstante	g = 9,80665 m/s²
R	... Gaskonstante	R = 8, 3144621 J/mol°K

Formelzeichen

A_f ... Strömungsquerschnitt, m²
A_d ... Tröpfchenquerschnitt, m²
c_D ... Widerstandsbeiwert
c_p ... spezifische Wärmekapazität, J/kg°K
d ... Rohrdurchmesser, m
d_d ... Tropfendurchmesser, m
f_D ... Darcy Reibungsbeiwert
F_D ... Zugkraft, N
F_G ... Gewichtskraft, N
k ... Wärmewiderstand, W/ m°K
k_e ... Wärmewiderstand der Erde, W/ m°K
L ... Länge, m
n ... Molzahl
m ... Gewicht, kg
$\dot{m}$ ... Massenströmungsrate, kg/s
Mw ... Molmasse, kg/mol
p ... Druck, Pa
p_b ... Druck am Abschnittsende, Pa
p_{pc} ... Pseudo kritischer Druck, Pa
p_{pr} ... Pseudo reduzierter Druck, Pa
p_t ... Druck am Abschnittanfang, Paq´ ... Spezifischer Wärmefluss, W/m
R ... Wärmewiderstand, °K/W
R´ ... spezifischer Wärmewiderstand, m°K/W
T ... Temperatur, °K
T_b ... Temperatur am Abschnittende, °K
T_c ... kritische Temperatur, °K
T_e ... Erdtemperatur, °K
$T_{e,b}$ ... Erdtemperatur am Abschnittsende, °K
T_f ... Flüssigkeitstemperatur, °K
T_{pc} ... pseudokritische Temperatur, °K
T_{pr} ... pseudoreduzierte Temperatur
T_t ... Temperatur am Abschnittsanfang, °KTw ... Temperatur der Bohrlochwand, °Kv ... Geschwindigkeit, m/s
v_c ... kritische Geschwindigkeit, m/s
$v_{c,c}$ ... kritische Geschwindigkeit der Kondensattropfen, m/s
$v_{c,w}$ ... kritische Geschwindigkeit der Wassertropfen
m/sV ... Volumen, m³
We ... Weberzahl
Wec ... kritische Weberzahl
z ... Realgasfaktor

Griechische Symbole

α ... Winkel der Bohrungsablenk von der horizontalen, deg
γ_G ... spezifisches Gewicht von Gas
γe ... geothermischer Gradient, °K/m
ε ... Emissionsgrad
η ... Joule-Thompson Koeffizient, °K/Pa
λ ... Länge, m
μ ... dynamische Viskosität, Pa.s
ρ ... Dichte, kg/m³
ρ_G ... Gasdichte, kg/m³
ρ_{H2O} ... Wasserdichte, kg/m³
ρ_L ... Flüssigkeitsdichte, kg/m³
σ_{H2O} ... Oberflächenspannung von Wasser, N/m
σ_L ... Oberflächenspannung von Flüssigkeit, N/m

References / Quellenverzeichnis

(1) Kunz, K. S.; Tixier, M. P.: Temperature Surveys in Gas Producing Wells. Society of Petroleum Engineers, 1955.

(2) Elshahawi, H.; Osman, M. S.; Sengul, M.: Use of Temperature Data in Gas Well Tests. Society of Petroleum Engineers, 1999. doi:10.2118/56613-MS.

(3) Pigott, M. J.; Parker, M. H.; Mazzanti, D. V.; Dalrymple, L. V.; Cox, D. C.; Coyle, R. A.: Wellbore Heating to Prevent Liquid Loading. Society of Petroleum Engineers, 2002. doi:10.2118/77649-MS.

(4) Ipek, G.; Smith, J. R.; Bassiouni, Z.: Estimation of Underground Blowout Magnitude Using Temperature Logs. Society of Petroleum Engineers, 2002. doi:10.2118/77476-MS.

(5) Michel, G.; Civan, F.: Modelling Nonisothermal Rapid Multiphase Flow in Wells under Nonequilibrium Conditions. Society of Petroleum Engineers, 2006. doi:10.2118/102231-MS.

(6) Michel, G.; Civan, F.: Modelling Nonisothermal Rapid Multiphase Flow in Wells under Nonequilibrium Conditions. Society of Petroleum Engineers, 2008. doi:10.2118/102231-PA.

(7) Izgec, B.; Hasan, A. R.; Lin, D.; Kabir, C. S.: Flow Rate Estimation from Wellhead Pressure and Temperature Data. Society of Petroleum Engineers, 2008. doi:10.2118/115790-MS.

(8) Izgec, B.; Hasan, A. R.; Lin, D.; Kabir, C. S.: Flow-Rate Estimation from Wellhead-Pressure and -Temperature Data. Society of Petroleum Engineers, 2010. doi:10.2118/115790-PA.

(9) Barrett, E.; Abbasy, I.; Wu, C. R.; You, Z.; Bedrikovetsky, P. G.: Determining Gas Flow Rate and Formation Thermal Conductivity from Pressure and Temperature Profiles in Vertical Well. Society of Petroleum Engineers, 2012a. doi:10.2118/152034-MS.

(10) Barrett, E.; Abbasy, I.; Wu, C. R.; You, Z.; Bedrikovetsky, P. G.: Direct averaging estimates of separate zone production in gas wells based on pressure and temperature profiles. Society of Petroleum Engineers, 2012b. doi:10.2118/158742-MS.

(11) Barrett, E.; Abbasy, I.; Wu, C. R.; You, Z.; Bedrikovetsky, P. G.: Determining Rate Profile in Gas Wells from Pressure and Temperature Depth Distributions. International Petroleum Technology Conference, 2013. doi:10.2523/17041-MS.

(12) Turner, R. G.; Hubbard, M. G.; Dukler, A. E.: Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. Society of Petroleum Engineers, 1969. doi:10.2118/2198-PA.

(13) Hinze, J. O.: Critical Speeds and Sizes of Liquid Globules. Applied Scientific Research, Vol. 1, Issue 1, 1949, pp. 273-288.

(14) Coleman, S. B.; Clay, H. B.; McCurdy, D. G.; Norris, H. L.: A New Look at Predicting Gas-Well Load-Up. Society of Petroleum Engineers, 1991. doi:10.2118/20280-PA.

(15) Li, M.; Li, S. L.; Sun, L. T.: New View on Continuous-Removal Liquids from Gas Wells. Society of Petroleum Engineers, 2002. doi:10.2118/75455-PA.

(16) Luan, G.; He, S.: A New Model for the Accurate Prediction of Liquid Loading in Low-Pressure Gas Wells. Society of Petroleum Engineers, 2012. doi:10.2118/158385-PA.

(17) Li, J.; Almudairis, F.; Zhang, H.: Prediction of Critical Gas Velocity of Liquid Unloading for Entire Well Deviation. International Petroleum Technology Conference, 2014. doi:10.2523/IPTC-17846-MS.

(18) Çengel, Y. A.; Ghajar, A. J.: Heat and mass transfer: Fundamentals & applications. New York: McGraw-Hill, 2011.

(19) Willhite, G. P.: Over-all Heat Transfer Coefficients in Steam and Hot Water Injection Wells. Society of Petroleum Engineers, 1967. doi:10.2118/1449-PA.

(20) Carslaw, H. S., Jaeger, J. C.: Conduction of Heat in Solids. Oxford Science Publications, 1946. ISDN 0198533683, 9780198533689.

(21) Kumar, N.: Compressibility Factor for Natural and Sour Reservoir Gases by Correlations and Cubic Equations of State. Master's thesis, Texas Tech University, Lubbock, TX, USA, 2004, pp. 10–11.

(22) Sutton, R. P.: Fundamental PVT Calculations for Associated and Gas-Condensate Natural Gas Systems. Society of Petroleum Engineers, 2005. doi:10.2118/97099-MS.

(23) Sutton, R. P.: Fundamental PVT Calculations for Associated and Gas/Condensate Natural-Gas Systems. Society of Petroleum Engineers, 2007. doi:10.2118/97099-PA.

(24) Dranchuk, P. M.; Purvis, R. A.; Robinson, D. B.: Computer Calculation of Natural Gas Compressibility Factors Using the Standing and Katz Correlation. Petroleum Society of CIM, Paper No. 73–112, 1973.

(25) Dranchuk, P. M.; Abou-Kassem, J. H.: Calculation of z-factors for natural gases using equations of state. The Journal of Canadian Petroleum Technology, July-September 1975, pp. 34–36.

(26) Abou-Kassem, J. H.; Mattar, L.; Dranchuk, P. M.: Computer calculations of compressibility of natural gas. The Journal of Canadian Petroleum Technology, Vol. 29, 1990, pp. 105–108.

(27) Borges, P. R.: Correction improves z-factor values for high gas density. Oil & Gas Journal, Vol.55, 1991.

(28) Jarrahian, A.; Karami, H. R.; Heidaryan, E.: On the isobaric specific heat capacity of natural gas. by Jarrahian, Azad in: Fluid phase equilibria: an international journal (Amsterdam: Elsevier), Vol. 384, 2014, pp. 16–24.

(29) Abou-Kassem, J. H.; Dranchuk, P. M.: Isobaric Heat Capacities of Natural Gases at Elevated Pressures and Temperatures. SPE Paper 10980, 1982.

(30) Dranchuk, P. M.; Abou-Kassem, J. H.: Computer calculation of heat capacity of natural gases over a wide range of pressure and temperature. Can. J. Chem. Eng., 70, 1992, pp. 350–55. doi: 10.1002/cjce.5450700220.

(31) Lateef, A. K., Omeke, J.: Specific Heat Capacity of Natural Gas; Expressed as a Function of Its Specific Gravity and Temperature. Society of Petroleum Engineers, 2011. doi:10.2118/150808-MS.

(32) Whitson, C. H.; Brule, M. R.: Gas and Oil Properties and Correlations. Phase Behaviour, Vol. 20, SPE Monograph, SPE, Richardson, TX, 2000. ISBN 1-55563-087-1.

(33) Chen, Z. A.; Ruth, D. W.: On Viscosity Correlations of Natural Gas. Petroleum Society of Canada, 1993. doi:10.2118/93-02.

(34) Lee, A. L.; Gonzalez, M. H.; Eakin, B. E.: The Viscosity of Natural Gases. SPE Paper 1340, 1965.

(35) Lee, A. L.; Gonzalez, M. H.; Eakin, B. E.: The Viscosity of Natural Gases, Society of Petroleum Engineers, 1966. doi:10.2118/1340-PA.

(36) Gurbanoy, R. S.; Dadash-Zade, M. A.: Calculations of Natural Gas Viscosity under Pressure and Temperature. Azerbaijianskoe Neftianoe Khoziaistvo., No. 2, 1986, pp 41–44.

Authors / Autoren

Dipl.-Ing. Rudolf K. Fruhwirth, Prof. Dr. Herbert Hofstätter, Dr. mont. Clemens Langbauer, Gernot Schwaiger M. Sc., Chair of Petroleum and Geothermal Energy Recovery, Montanuniversitaet Leoben, Leoben/Austria