

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen



TU Clausthal

Prediction of Pressure and Temperature in CO₂ Injection Wells Based on Analytical Modeling

Arron A. Tchouka Singhe

Promotion an der Technischen Universität Clausthal

Band 12



Cuvillier Verlag Göttingen



Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)

Band 12

© EFZN 2013

Das EFZN ist eine wissenschaftliche Einrichtung
der Technischen Universität Clausthal in
Kooperation mit den Universitäten Braunschweig,
Göttingen, Hannover und Oldenburg.





efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen



TU Clausthal

**Prediction of Pressure and Temperature in CO₂ Injection
Wells Based on Analytical Modeling**

Dissertation

**Submitted in partial fulfillment of the requirements for the award of
the degree of**

Doctor of Engineering

Of the Faculty of Energy and Management Sciences

Of the Clausthal University of Technology (TU-Clausthal)

Germany

By

Arron A. Tchouka Singhe

Clausthal-Zellerfeld, 2012



Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

1. Aufl. - Göttingen : Cuvillier, 2013

Zugl.: (TU) Clausthal, Univ., Diss., 2012

978-3-95404-405-4

Chairperson of the Examination Board

Prof. Dr. Norbert Meyer
TU-Clausthal

Chief Reviewer

Prof. Dr.-mont. Leonhard Ganzer
TU-Clausthal

Reviewer

Prof. Dr. -mont.I.R. Günter Pusch
TU-Clausthal

Reviewer

Prof. Jan Rune Ursin
University of Stavanger, Norway

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2013

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

www.cuvillier.de

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2013

Gedruckt auf säurefreiem Papier

978-3-95404-405-4



SUMMARY

Injection into geological formations is seen by many as a short to medium term measure to reduce emissions of CO₂ to the environment and as such to slow down the pace of global warming. The injection process requires that the fluid flows effectively into the host formation. To this end it is very important to be able to predict the pressure and temperature at the bottom of the well. The bottomhole pressure and temperature constitute with the reservoir pressure and reservoir properties, the main parameters that govern the rate at which CO₂ flows into the storage reservoir. As a consequence, these parameters would also influence the major physical and chemical processes occurring in the near wellbore region. In this light the determination of the injection rate and the prediction of the near wellbore physicochemical phenomena, require accurate prediction of the bottomhole pressure and temperature as a function of wellhead pressure and temperature. This would require prediction of pressure and temperature profiles along the well to identify possibility of phase transition and abrupt densities changes which often make the bottomhole pressure and temperature to become difficult to estimate.

In the petroleum industry wellbore flow modeling and simulation is often used to predict fluid temperature and pressure profile along a well. The existing codes are developed for generic petroleum reservoir fluids. For these fluids high accuracy in the estimation of temperature along the well is not always very important. This is justified by the small dependency of the pressure of petroleum fluids on temperature. Moreover in the well these fluids generally remain either in the liquid phase (water, oil) or in the supercritical phase (gas). This is not the case for CO₂ that has critical temperature around 31.04 °C and therefore is likely to experience phase transition along the well. Phase transition renders temperature and pressure estimation difficult and may create problems of flow stability and assurance. To ensure a stable and easily predictable flow, it has been custom to inject CO₂ in its supercritical form, where it is known to flow more effectively. Some costly measures would be also adopted to insulate the upper parts of the injection wells in order to prevent cooling which would induce phase transition.

A consequence of not rigorously estimating the fluid temperature along the well is the negligence of the dependency of the temperature of the fluid on injection time. In fact as injection goes on with time, heat is exchanged between the fluid in the well and the rock surrounding the wellbore. This exchange of heat alters the thermal equilibrium that initially existed between the well and the rock. As such it significantly changes the rate at which and eventually also the direction in which heat is transferred between the surrounding rock and the fluid. This will therefore influence the temperature profile of the fluid in the well and eventually result in a dramatic change in the density profile and hence in the pressure profile.



Another issue that could deter the accuracy with which existing codes predict pressure and temperature along the well is that these codes generally rely on conventional 3-parametric cubic equations of state and correlations to estimate the fluids' thermodynamic and transport properties respectively. These equations and correlations are known to be of unsatisfactory accuracy, especially in the liquid and near critical fluid regions. As a consequence the estimation of thermodynamic and transport properties would be with large errors that will be inherited by pressure and temperature. Furthermore, the solutions to the pressure and temperature equations in these codes are obtained with numerical approximations. These approximations would add errors to the predicted values of temperature and pressure.

The forgone points justify the need for innovative and robust models and solutions that will not only accurately estimate temperature and pressure along the well as a function of depth and time, but will also predict phase changes and their effects on temperature and pressure. This work addresses this need through appropriate models and analytical solutions for predicting pressure and temperature along the well. One pressure model and four temperature models have been developed.

The main temperature model is the most rigorous in estimating the temperature along the well. It is non-adiabatic and as such it takes into account the temperature effects caused by compression/expansion of the fluid in the well and those related to the heat exchanged between the fluid and the surrounding rock. In this way the wellbore and the rock are assumed to form a heat exchanger with composite wall between the heat source and the heat sink. The composite wall is made up of the wellbore components (cement, casing, annulus and tubing). The three other temperature models are the adiabatic model, the geothermal model and the isothermal model.

The adiabatic model assumes that the well is perfectly insulated from the surrounding rock. Consequently only the effect of compression and/or expansion influences the temperature of the fluid in well. The geothermal model assumes that the temperature of the fluid is equal to that of the surrounding rock at each depth. This situation would be approached whenever the flow rate is very low to allow longer contact time between the fluid and tubing surface. The isothermal model assumes that the temperature is constant along the well. It would be approached in a horizontal well when inlet temperature is equal to geothermal temperature and frictional pressures losses are sufficiently small not to cause significant temperature drop.

The non-adiabatic temperature model associated with the pressure model constitute a building block for rigorous prediction of pressure and temperature in a gas injection well of any configuration and deviation angle, and in layered formations with differing thermal conductivities.



Beside the use of analytical solutions to pressure and temperature, the accuracy of the predictions is further guaranteed by the implementation of highly accurate fundamental equations of state to estimate thermodynamic and transport properties of CO₂. The equation of Span and Wagner, the equation of Fenghour et al. and the equation of Scalabrin et al. are used for the estimation of thermodynamic properties, viscosity and thermal conductivity respectively.

The limitations of the equations of state to CO₂ makes it that this work is also restricted to CO₂ only. However it can be extended to any other gas and mixture of gases by using appropriate equations of state.

The transparency and control of the models' performance is ensured by the use of dimensionless numbers. These numbers also ease analysis of the results and detection of user-related errors.

The major innovations can be summarized in the following points:

1. Development of a workflow for using high accuracy multiparameters equations of state to predict CO₂ thermodynamic and transport properties along the well.
2. Revisiting of existing procedure to calculate the overall heat transfer coefficient between the rock and the fluid
3. Adapting an innovative analytical model developed for temperature prediction during well testing to predict temperature propagation in the rock at any injection time, being it early or late.
4. Expressing pressure and temperature equations in terms of dimensionless numbers in order to enable easiness and transparency of the solutions and ease control of the codes' performance, results analysis and detection of user-related errors
5. Revisiting the marching algorithm and implementing it with analytical solutions to arrive at accurate estimation of pressure and temperature along the well.
6. Development of a computer code that accommodates wellbores in layered formations with different thermal properties and varying geothermal gradients based on analytical models.

The solution to the models has been implemented through simulation codes developed with the Visual Basic.Net programming language on the Microsoft Visual Studio platform. The codes are encapsulated in a user-friendly graphical user interface. This interface ensures easy input and output of data.

To ensure fast computation and preserve good accuracy at the same time, tables of thermodynamic and transport properties have been created in the temperature and pressure ranges relevant for CO₂ injection into geological formations (temperature between 250 K and 450 K and pressure between



atmospheric to 400 bar). The codes read these properties at prevailing temperature and pressure in the wellbore and where applicable, they interpolate for values falling between those tabulated.

The marching algorithm is implemented to minimize the errors related to the use of average values of thermodynamic and transport properties for analytical solutions of pressure and temperature in the well. This involves the division of the wellbore into segments of which lengths are determined by some validation criterion that ensures high accuracy of the solution. This criterion requires that the relative difference between the z-factor at the inlet of a segment and that at its outlet should not exceed 0.1%. A consequence of the segmentation of the well is the establishment of a computational loop which is repeated from the inlet to the outlet of the pipe.

The predictions of the codes have been compared with measured data from two CO₂ injection projects in saline aquifers under different injection conditions. The first project is the Ketzin project. It is an onshore project in the north of Germany. Eight straight injection days with almost similar wellhead conditions (temperature, pressure, and flow rate) have been selected from the dataset. CO₂ is injected at low (~30000 m³/day) rate and flows through a shallow vertical well to the aquifer reservoir at 630 meters depth. The flow takes place mostly in the gas and gas-like supercritical phases. The second project is Snøhvit project in Norway. In this project CO₂ has been injected through a deviated offshore well of around 2600 meters true vertical depth. Eleven continuous injection days under similar wellhead conditions have been selected from the dataset. CO₂ flows at a relatively high rate (~500000 m³/day) in the liquid and liquid-like supercritical phases. For these two cases the relative deviation of simulated values from measured values are between 0.01% and 1.93 % for pressures while for temperatures they are between 0.33% and 10.83%.

Thermal conductivities of the surrounding rock have been the major matching parameter for temperature in the well. The best match for the Ketzin well has been obtained by considering that the surrounding rock has three layers with different thermal conductivities, 3.0 W/mK, 2.5 W/mK and 2.0 W/mK respectively. These thermal conductivities values are within the range reported for a reservoir in the Altensalzwedel area which is in the North German Basin like Ketzin. The best match was obtained for Snøhvit by assuming one rock layer with same thermal conductivity equal to 1.25 W/mK. The lower thermal conductivity in one rock layer is in line with the fact that Snøhvit well is offshore, below water and may be surrounded by rock of fairly consolidated sand with high porosity and high water content.

The matching process indicated that the temperatures of the fluid and surrounding rock are very sensitive to the rock thermal conductivities. This point has also been confirmed in this work through the analysis of the sensitivity of fluid and rock temperatures to rock thermal conductivity. It further



corroborates the fact this work can be used to estimate thermal conductivity of the rock whenever measured values of temperature of the fluid in the well are available.

Further examination of the accuracy of this work has been conducted by comparing its predictions with measured data from a CO₂ production well. The well has a long section deviated at 26.5°. The results are also very accurate. The maximum deviations are 3% and 4% for pressure and temperature respectively. It is however noteworthy that a general implementation of the code on production wells would require accounting for slip between phases in case of high liquid content. Phase slip has been neglected in this work.

More insight in the agreement of the models with theory has been obtained by comparing the predictions of the non-adiabatic temperature model with those of the other earlier mentioned temperature models. The conclusions are that this work agrees with theoretical principles of fluid flow into cylindrical pipes and those of heat transfer in a heat exchanger with a composite wall and in solids. Further confirmation of the agreement with theory has been also obtained through analyzing the sensitivity of the predictions to injection parameters (wellhead temperature, wellhead pressure, flow rate and tubing inner diameter and inner surface roughness) and injection time.

While acknowledging the high accuracy of the procedure developed in this work in predicting temperature and pressure of CO₂ in an injection well, it is also important to recognize the room that exist for improvements in many aspects. These improvements are closely related to the assumptions underpinning the temperature and pressure models.

One of these assumptions is very conservative and considers that the vertical heat propagation in the surrounding rock and in the fluid is to be neglected. Another one that could have some sensitive implications on the predictions is that the heat of vaporization and the heat liberated upon condensation in case of phase transition are assumed to propagate all into the formation through the tubing over the entire length of the well. This is not totally true because a part of this heat will be carried in the fluid by convection. Furthermore the mass exchange between phases when the gas phase encounters the liquid phase in the well is not taken into consideration. Consequently the models will not be able to simulate the temperature and pressure profile in a shut-in well experiencing boiling and condensation with acceptable accuracy. This is of importance because shut-in situations will always occur during real field injection.

In the light of the foregoing it is recommended that, further work would consist of modeling the mass transfer and heat transfer phenomena with analogy to the phenomena at play in a distillation column. It



would also be important to take into consideration the vertical propagation of the temperature in the rock. Another further work, which could also significantly improve the accuracy of the predictions with this work would consist of directly implementing the multi-parameter equations of state in the codes by taking advantage of the high speed of today's and future's processors to develop time-efficient codes with these equations. The codes would also be generalized for other gases or mixtures of gases by including tables of properties generated with dedicated multiparameters equations of state or by directly implementing these equations in the codes. Including phase slip through drift-flux models for instance would enable to also use the codes for prediction of temperature and pressure in production wells producing gases with high liquid content.

As final conclusion it can be said that although this work has room for improvements, it has shown to be very reliable in predicting temperature and pressure of CO₂ in an injection well as function of depth and time. It has also shown to accurately predict temperature and pressure in a CO₂ production well with low liquid content where phase slip is negligible.

Kurzfassung

Die Speicherung von Kohlendioxid in geologischen Formationen wird von vielen als eine (Brückentechnologie) im kurz- bis mittelfristigen Bereich gesehen, um eine Verlangsamung der globalen Erwärmung zu erreichen.

Der Prozess der Injektion erfordert eine effiziente Strömung (hohe Permeabilität) in der Zielformation. Um dies zu erreichen, ist die Vorhersage der Bohrlochtemperaturen sehr wichtig. Die Temperaturen und Drücke am Bohrlochboden korrelieren mit dem Lagerstättendruck und mit weiteren Lagerstättenparametern, die wiederum die Fließgeschwindigkeit des Kohlendioxids beeinflussen.

In Folge dessen lassen diese Parameter Rückschlüsse auf grundlegende physikalische und chemische Prozesse des näheren Bohrlochumfeldes zu.

In diesem Licht sind die Bestimmung der Injektionsrate und die Vorhersage des näheren Bohrlochbereiches der physikalisch-chemischen Phänomene erfordern eine präzise Vorhersage von Bohrlochbodentemperatur und -druck. Dies erfordert die Vorausberechnung der Druck- und Temperaturprofile entlang des Bohrlochs zur Identifizierung von möglichen Phasenübergängen/-wechseln und Dichtesprüngen, die Bestimmung von Bohrlochdruck und -temperatur häufig erschweren.

In der Erdölindustrie wird die Bohrlochströmungsmodellierung und -simulation häufig genutzt um die Druck- und Temperaturprofile entlang/längs des Bohrlochs vorauszuberechnen.

Die existierenden Quellcodebibliotheken/Programme wurden für grundlegende Lagerstättenfluide entwickelt.

Für diese Fluide bestand bisher nicht die Notwendigkeit zu einer erhöhten Genauigkeit bei der Vorausberechnung des Temperaturverlaufes entlang des Bohrlochs. Da es nur eine geringe Abhängigkeit des Druckes von der Temperatur gibt, ist dies (vereinfacht) gerechtfertigt.

Desweiteren verbleiben diese Fluide im Allgemeinen in der flüssigen Phase (Wasser und Öl) oder in der überkritischen Phase. Bei Kohlendioxid mit einer kritischen Temperatur von 30,04°C ist dies nicht der Fall, weswegen es vermutlich zu einem Phasenübergang entlang des Bohrlochverlaufes kommt.

Phasenübergang macht die Abschätzung von Temperatur und Druck schwierig und sorgt für eine Beeinträchtigung der Strömung. Zur Sicherstellung einer stabilen und leicht vorhersagbaren Strömung ist es üblich Kohlendioxid in überkritischem Zustand zu injizieren.



Bei einigen kostenintensiven Maßnahmen werden die oberen Teile der Injektionsbohrung gedämmt, um ein Abkühlen zu verringern, was wiederum zu Phasenübergängen führen würde.

Eine Folge der nicht konsequenten Abschätzung der Fluidtemperatur entlang des Bohrlochs ist die Vernachlässigung der Abhängigkeit der Fluidtemperatur von der Injektionsdauer. Mit zunehmender Injektionsdauer erhöht sich der Temperatursgleich zwischen Fluid im Bohrloch und dem umgebenden Gestein.

Dies beeinflusst das Temperaturprofil des Bohrlochfluids und führt unter Umständen zu einer deutlichen Änderung im Dichteprofil und damit im Druckprofil.

Ein weiterer Grund für die verringerte Genauigkeit mit der die bisher gebräuchlichen Routinen/Programme den Druck und die Temperatur entlang des Bohrlochs berechnen, liegt in der Verwendung von klassischen/üblichen, räumlichen Zustandsgleichungen und Korrelationen zur Berechnung der thermodynamischen bzw. der Transport-/Bewegungseigenschaften.

Die ungenügende Genauigkeit dieser verwendeten Gleichungen und Korrelationen insbesondere in der flüssigen Phase und im Bereich des überkritischen Zustands sind bekannt. Folglich sind die Berechnungen der thermodynamischen und der Transport Eigenschaften mit großen inhärenten Fehlern behaftet. Desweiteren werden Druck und Temperatur mit numerischen Verfahren berechnet. Diese Approximationen erhöhen die möglichen Fehler bei den berechneten Werten von Druck und Temperatur.

Die aufgeführten Punkte rechtfertigen die Notwendigkeit für neuartige und belastbare Modelle und Lösungen, die nicht nur präzise die Temperatur und den Druck entlang des Bohrlochs als Funktion von der Bohrlochtiefe und Zeit, als auch Phasenwechsel und deren Einfluss auf die Temperatur und den Druck entlang des Bohrlochs berechnen können. Die Ziele der Arbeit sind geeignete Modelle und analytische Lösungen zur Berechnung von Druck und Temperatur im Verlauf des Bohrlochs. Im Zuge der vorliegenden Arbeit wurden ein Modell zur Berechnung des Drucks und vier Modelle zur Berechnung der Temperatur entwickelt.

Das zentrale/grundlegendste Modell zur Berechnung der Temperatur des Bohrlochverlaufes ist das stringenteste/konsequenteste Modell. Es ist nicht adiabatisch und als solches berücksichtigt es die Temperatureffekte durch Kompression/Ausdehnung des Fluids im Bohrloch und die durch den Temperatursgleich zwischen Fluid und dem umgebenden Gestein. Für das Bohrloch und das umgebende Gestein wird die Annahme eines Wärmeübertragers als eine Verbundwand zwischen



Wärmequelle und –senke angenommen. Die Verbundwand besteht aus Bohrlochkomponenten (üblicherweise der Zementierung, der Verrohrung, dem Ringraum und dem Produktionsrohr).

Die drei weiteren Temperaturmodelle sind das adiabatische, das geothermische und das isothermische Modell.

Beim adiabatischen Modell wird die vollständige Isolierung vom umgebenden Gestein angenommen. In folgedessen wird die Temperatur nur durch Kompression und oder Ausdehnung des Fluids im Bohrloch beeinflusst.

Beim geothermischen Modell wird angenommen, dass die Temperatur des Fluids, der des umgebenden Gesteins der jeweiligen Teufe entspricht. Dies ist der Fall bei sehr geringer Fließrate und entsprechend langen Kontaktzeiten zwischen Fluid und Rohroberfläche.

Das isothermische Modell entspricht einer gleichbleibenden Temperatur entlang des Bohrlochs. Dies ist bei einer horizontalen Bohrung gegeben, bei der die Einlaufemperatur der geothermischen Temperatur entspricht und die Druckverluste in Folge von Reibung so klein sind, so dass es zu keiner bedeutenden Temperaturerniedrigung kommt.

Die Verbindung des nicht adiabatischen Temperatur-Modells mit dem Druck-Modell bildet die Basis für die konsequente/verbesserte Druck- und Temperatur-Berechnung bei einer Gasinjektion beliebiger Ausstattung und Ablenkung und im Falle von verschiedenen geologischen Formationen mit unterschiedlichen thermischen Leitfähigkeiten. Neben der analytischen Berechnung von Druck und Temperatur, wird die hohe Genauigkeit durch die Implementierung von hochpräzisen grundlegenden Zustandsgleichungen der thermodynamischen und der Transport Eigenschaften von Kohlendioxid gewährleistet. Dies sind die Gleichungen von Span und Wagner, von Fenghour et al. und von Scalabrin et al.. Diese werden genutzt um die thermodynamischen Eigenschaften, die Viskosität und die Wärmeleitfähigkeit zu berechnen.

Die Beschränkungen der Gleichungen von gesättigtem Kohlendioxid bedeuten, daß sich diese Arbeit nur auf die Verwendung von Kohlendioxid bezieht. Durch die Verwendung der adäquaten Zustandsgleichungen anderer Gase bzw. Gasgemische lässt sich die Arbeit auf diese anwenden/um diese erweitern.

Um die Transparenz zu erhöhen und eine bessere Vergleichbarkeit sicher zu stellen, wurden dimensionslose Zahlen verwendet. Diese Zahlen vereinfachen die Analyse der Ergebnisse und nutzerverursachten Fehlern.

Die wichtigsten Neuerungen sind im Folgenden zusammengefasst:

1. Entwicklung eines Arbeitsablaufes zur Nutzung von hochpräzisen multiparametrischen Zustandsgleichungen zur Berechnung der thermodynamischen und der Transport Eigenschaften entlang des Bohrlochs.
2. Überarbeitung der bestehenden Arbeitsabläufe zur Berechnung des gesamten Wärmeübertragungskoeffizienten zwischen Gestein und Fluid.
3. Anpassung eines neuen analytischen Modells zur Temperaturabsenkung beim Bohrlochtest zur Vorhersage der Temperaturverteilung im Gestein zu jedem Injektionszeitpunkt.
4. Überführung der Druck- und Temperaturgleichungen in Form von dimensionslosen Zahlen zur Vereinfachung und besseren Transparenz der Lösungen, leichterer Leistungskontrolle der Programme, Lösungsanalyse und zur Identifizierung von nutzerverursachten Fehlern.
5. Überarbeitung der numerischen Algorithmen und die Implementierung von analytischen Berechnungsverfahren für eine verbesserte Vorausberechnung von Druck und Temperatur entlang des Bohrlochs.

Die Lösung der Modelle wurde durch die Simulations Programme implementiert, die mit Hilfe der Visual BASIC.NET Programmiersprache auf der Microsoft Visual Studio Entwicklungsumgebung. Die Programme sind in einem anwenderfreundlichen grafischen Nutzerinterface eingebettet. Diese Schnittstelle gewährleistet eine einfache Datenein- und -ausgabe.

Um gleichzeitig eine hohe Rechengeschwindigkeit bei guter Genauigkeit zu erreichen, wurden Tabellen der thermodynamischen und der Transporteigenschaften für die relevanten Temperatur- und Druckbereiche für eine CO₂ Injektion in geologische Formationen erstellt (Temperatur 250K-450K und Druck 1bar-400bar). Bei dem maßgeblichen Druck und Temperatur im Bohrloch werden die Eigenschaftsdaten vom Programm eingelesen und nach Bedarf interpoliert.

Der „marching“ Algorithmus wurde implementiert, um Fehler im Zusammenhang mit Durchschnittswerten der thermodynamischen und der Transporteigenschaften für analytische Lösungen von Bohrlochdruck und -temperatur zu minimieren. Dies beinhaltet die Segmentierung des Bohrlochs, bei welchem die Längen determiniert werden durch ein Validierungskriterium, welches die hohe Genauigkeit der Lösung sicherstellt. Das Kriterium erfordert eine relative Differenz von maximal 0,1% bei dem z-Faktor zwischen Ein- und Ausgang des jeweiligen Segments. In der Folge der Segmentierung des Bohrlochs wurde eine Programmschleife programmiert, die Rechenschritte vom Ein- zum Ausgang des Rohres wiederholt.

Die Vorausberechnung durch die Routinen sind mit den gemessenen Daten von zwei Kohlendioxidinjektionsprojekten in salinaren Aquiferen unter verschiedenen Injektionsbedingungen verglichen worden. Bei dem ersten Projekt handelt es sich um das „onshore –Projekt Ketzin“ im Norden Deutschlands. Acht Injektionstage mit annähernd ähnlichen Bohrlochbedingungen (Temperatur, Druck und Fließrate) wurden vom Datensatz ausgewählt. CO₂ wurde mit geringen Raten (ca. 30.000 m³/Tag) durch eine vertikale Bohrung in die in 630 m Teufe liegende Lagerstätte injiziert. Das Fließen erfolgt vorwiegend in der gasförmigen oder in gasähnlichen überkritischen Phasen.

Das zweite Projekt ist das Snøhvit -Projekt in Norwegen. Bei diesem Projekt wurde CO₂ durch eine abgelenkte „offshore“ Bohrung mit ca. 2600m tatsächlicher vertikaler Teufe injiziert. Elf Tage der Injektion mit ähnlichen Bohrlochbedingungen wurden aus dem Datensatz ausgewählt. Das CO₂ floss mit einer verhältnismäßig hohen Rate (ca. 500.000 m³/Tag) in der flüssigen und flüssig ähnlichen überkritischen Phasen.

Für diese zwei Fälle liegt die relative Abweichung von simulierten und gemessenen Werten zwischen 0,01% und 1,93% bei den Drücken und für die Temperaturen zwischen 0,33% und 10,83%.

Thermische Leitfähigkeiten des umgebenden Gesteins waren die hauptsächlich übereinstimmenden Parameter für die Temperatur im Bohrloch. Die beste Übereinstimmung für die Bohrung in Ketzin wurden erreicht durch die Berücksichtigung, dass das umgebende Gestein drei verschiedene Schichten mit unterschiedlichen Wärmeleitfähigkeiten hat, insbesondere 7W/mK, 6W/mK und 2W/mK. Die hohen Wärmeleitfähigkeiten sind im oberen Teil des Bohrlochs und deuten auf harte oder hoch verdichtete/verfestigte und sehr gering porösen Sandstein hin. Die beste Übereinstimmung wurde bei Snoehvit, unter der Annahme der Äquivalenz der Wärmeleitfähigkeit von 1,25W/mK der Gesteinsschicht, erreicht. Die geringe Wärmeleitfähigkeit der Felsformation stimmt mit der Tatsache überein, dass die Snoevhit Bohrung unter Wasser ist und von verhältnismäßig stark verfestigtem Sand mit hoher Porosität und hohem Wasseranteil umgeben sein dürfte.

Der Übereinstimmungsprozess deutet auf eine starke Abhängigkeit der Fluidtemperaturen und des umgebenden Gesteins zu den Wärmeleitfähigkeiten des Gesteins. Dies wird in dieser Arbeit bestätigt durch die Sensitivitätsanalyse von Fluid und Gesteinstemperaturen in Relation zur Wärmeleitfähigkeit. Es bestätigt sich die Tatsache, dass die Arbeit genutzt werden kann um die Wärmeleitfähigkeit des Gesteins abgeschätzt werden kann, immer wenn Temperaturmessungen des Fluids im Bohrloch verfügbar sind.

Die weitere Untersuchung der Genauigkeit der Arbeit erfolgte durch den Vergleich der Vorhersagen mit den Messungen einer CO₂-produktionsbohrung. Die Bohrung hat einen langen Abschnitt mit einer 26,5% Ablenkung.

Die Ergebnisse sind ebenfalls sehr präzise.

Die maximalen Abweichungen für den Druck und die Temperatur sind 3 und 4%. Dennoch ist die Feststellung wichtig, dass eine allgemeine Implementierung der Programmierung bei Produktionsbohrungen, eine Berücksichtigung der Phasenverschiebung im Fall von hohem Flüssigkeitsanteil berücksichtigen sollte. Eine Phasenverschiebung wurde bei dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

Einen vertieften Einblick in die Übereinstimmung von Modell und Theorie wird durch den Vergleich der Vorhersage/Vorausberechnung des nicht adiabatischen Temperatur-Modells mit den zuvor erwähnten Temperaturmodellen erhalten.

Es lässt sich schlussfolgern, dass sich diese Arbeit mit den theoretischen Prinzipien der Strömungsmechanik in zylindrischen Rohren und der Wärmeübertragung in Wärmeübertragern (-tauschern) mit gemischten Außenwänden und in Festkörpern in Einklang befindet. Eine weitere Bestätigung der Theorie erfährt die Arbeit durch die Analyse der Vorhersagegenauigkeit der Injektionsparameter (Bohrlochtemperatur, -druck, Fließ rate, innerem Rohrdurchmesser und Oberflächenrauigkeit) und Injektionszeit.

Mit dem Ausloben der Genauigkeit des in dieser Arbeit erarbeiteten Ablaufes der Vorausberechnung von Temperatur und Druck von CO₂ in einer Injektionsbohrung, ist es ebenfalls die Erkenntnis wichtig, dass in mehrfacher Hinsicht weitere Möglichkeiten zur Verbesserung existieren.

Die Verbesserungen sind eng an die untermauernden Annahmen der Temperatur- und Druckmodelle gebunden.

Eine dieser Annahmen ist sehr konservativ und vernachlässigt die vertikale Temperaturverteilung/-ausbreitung des umgebenden Gesteins und im Fluid. Eine weitere, mit einem empfindlichen Einfluss auf die Vorausberechnungen, sind die Verdampfungsenergie und die frei werdende Kondensationsenergie im Fall des Phasenübergangs und deren Verteilung vom Bohrloch in die Formation über die gesamte Länge des Bohrlochs. Dies ist nicht in vollem Umfang richtig, da ein Teil der thermischen Energie durch Konvektion übertragen wird. Desweiteren wird der Massentransport zwischen zwei Phasen-zwischen Gas- und Flüssigkeitsphase nicht berücksichtigt. Konsequenterweise



sind die Modelle nicht in der Lage das Temperatur- und Druckprofil bei einer geschlossenen Produktionsbohrung siedend oder kondensierend, in akzeptabler Genauigkeit darzustellen. Dies ist deshalb von Bedeutung, weil shut in's (Produktionsstopps) bei realen Injektionen im Feld vorkommen.

Mit Blick auf die weitere Vorgehensweise empfiehlt sich die Modellierung der Massen- und Wärmetransportphänomene in Analogie zu einer Destillierungskolonne. Wichtig wäre auch eine Betrachtung der vertikalen Temperaturverteilung im Gestein.

Weiterführende Arbeiten, die die Genauigkeit der Vorausberechnung signifikant erhöhen könnten, wären eine direkte Implementierung der multiparameter Zustandsgleichungen in Algorithmen mit höherer Effizienz. Die Routinen könnten für andere Gase oder Gasmischungen unter Beinhaltung von Tabellen mit den Eigenschaften, erstellt mit den zugeordneten multiparameter Zustandsgleichungen oder durch die direkte Umsetzung in Routinen.

Mit dem Phasenwechsel durch z.B. Strömungsverschiebungsmodelle würde es ermöglichen die Routinen zur Vorausberechnung von Temperatur und Druck in Gasproduktionsbohrungen mit hohem Flüssigkeitsanteil zu nutzen.

Mit Blick auf die Zukunft, wird festgestellt, dass, obwohl noch weitere Möglichkeiten für Verbesserungen gegeben sind, es sich gezeigt hat, dass die Vorausberechnung von Druck und Temperatur von CO₂ bei einer Injektionsbohrung als Funktion von Tiefe und Zeit verlässlich sind. Es hat sich auch eine genaue Vorausberechnung von Temperatur und Druck in einer CO₂ Produktionsbohrung mit geringem Flüssigkeitsanteil unter Vernachlässigung von Phasenänderungen bestätigt.





ACKNOWLEDGEMENTS

First of all I am very grateful to Prof. Günter Pusch who accepted me as a Doctor candidate and employed me as scientist in his research team some months before his retirement.

Next I am grateful to Prof. Leonhard Ganzer who after taking over from Prof. Push as head of department of reservoir engineering kept me in his research team and accepted to continue the supervision of my dissertation. He also incessantly provided support in many forms whenever he could.

I likewise feel obliged to Prof. Jan-Rune Ursin of the University of Stavanger in Norway, who happily agreed to collaborate with us as well as invited and assisted me throughout my studies in that university. He also strongly contributed to make my stay in Stavanger a pleasant one to remember. His inputs were very valuable to implement the analytical solutions to the pressure and temperature equations.

Furthermore I would like to express my special thanks to Dr. Jan Henniges of the GFZ in Potsdam and Statoil in Norway for making field measured data available to validate the models.

I would like to thank Prof. Wolfgang Wagner of Bochum for his advice on equations of state and the book on the GERG's wide range multi-parameters equation of state that he graciously offered me. The information in this book has been of very valuable help.

My great appreciation is also expressed to all my colleagues of the reservoir engineering department, Clausthal and EFZN, Goslar, especially to Mr. Kilian N. Awemo for the continuous exchange and challenge of ideas through brainstorming and discussions. I would also acknowledge the great help of Mr. Ralf Peix of EFZN in translating the summary of this work into German language.

I am also greatly thankful to the African community of TU-Clausthal and especially the Cameroonian community for their incessant supports in extra-curricular issues and activities. They have made living in Clausthal and Goslar bearable.

Further special thanks go to my friends who shared my happiness, my frustrations and sorrows as well as to my family who gave me the necessary support in the pursuance of higher education, especially during the tedious doctorate days.

I could extend this list a lot more but will stop here to give the reader the opportunity to read the work. I apologize for not having mentioned everyone with name who helped me in this successful endeavor. Many thanks to everybody





DEDICATION

This work is first of all dedicated to my late wife Cecile, who died in 2010 some months before the defense of her own PhD thesis. May her soul rest in perfect peace

It is also desiccated to my late father who could not live to see me and my siblings growing to become men and women. May his soul also rest in perfect peace





Table of Contents

1. INTRODUCTION	1
1.1 Background Information	1
1.2 Objectives and Scope	2
1.3 Methodology	3
2. LITERATURE REVIEW.....	7
2.1 Wellbore Flow Modeling.....	8
2.2 State of the Art in Modeling CO ₂ Flow in Pipes	12
2.3 Thermophysical Properties of Fluids.....	13
2.3.1 Thermodynamic Properties Models	14
2.3.2 Transport Properties.....	19
2.4 Thermodynamic and Transport Properties of CO ₂	21
2.5 Vapour Pressure	24
2.6 Phase Equilibrium.....	25
2.7 Heat Transfer.....	28
2.8 Heat Losses by Condensation and Cooling	32
2.9 Efforts to Predict Temperature and Pressure of CO ₂ in a Wellbore	34
3. PREDICTION OF THERMODYNAMIC AND TRANSPORT PROPERTIES.....	36
3.1 Thermodynamic Properties.....	37
3.1.1 Validation of the thermodynamic Properties Tables.....	42
3.2 Transport Properties Tables.....	44
3.2.1 Validation of the Transport Properties Tables.....	44
4. INJECTION WELLBORE FLOW EQUATIONS	47
4.1 Mass Conservation Equation.....	47
4.2 Momentum Conservation Equation.....	48
4.2.1 Frictional Loss Term	50
4.3 Pressure Gradient in a Wellbore	52
4.3.1 Dimensional Analysis	54
4.4 Heat Flow in a CO ₂ Injection Well.....	56
4.4.1 Energy Conservation for a Close System	56



4.4.2	The Joule-Thomson Effect.....	58
5.	APPLICATION OF THE MODELS TO WELLBORE INJECTION.....	63
5.1	Non-Adiabatic Flow during Injection	63
5.1.1	Linear Temperature Profile Asymptotic to Formation Temperature	63
5.1.2	Temperature Profile Accurately Accounting for Transfer of Heat between Fluid and Surrounding	70
5.2	Isolated System Behavior	93
5.2.1	The Non-Isothermal Case	93
5.2.2	The Isothermal Case.....	95
5.3	Heat Loss or Heat Taken Up Due to Phase Change.....	96
5.3.1	Phase Identification	97
6.	THE SIMULATION CODES AND THE GRAPHICAL USER INTERFACE.....	97
6.1	Thermodynamic and Transport Properties Tables	97
6.2	Pressure and Temperature Calculation.....	98
6.2.1	Flowing Fluid Temperature and Pressure	98
6.2.2	Tubing, Casing, Rock-Cement Interface and Annulus Temperature	100
6.2.3	Surrounding Rock Temperature Calculation.....	100
6.3	Phase Change Check.....	102
6.4	Phase Identification.....	103
6.5	The Graphical User Interface (GUI)	105
7.	VALIDATION OF THE MODELS AND THE PROCEDURE.....	109
7.1	Comparison with Measured data of the Injection Wells	110
7.1.1	The Ketzin Well	110
7.1.2	The Snøhvit Well	116
7.2	Comparison with Measured Data from the Production Well	123
7.2.1	Input data.....	123
7.2.2	Results and Discussion	124
7.3	Comparison of the Different Temperature Models Developed in this Work.....	128
7.3.1	Performance Comparison	128