

Das Industrie-Partnerschaftsprogramm (IPP): Internationale Kooperation zur Erforschung von Kohlenwasserstoffsystemen

Brian Horsfield, Volker Dieckmann, Rolando di Primio, Heinz Wilkes, Andrea Vieth

Global energy requirements are growing rapidly driven mainly by the industrialisation of third world countries. The increasing energy demand is still being largely covered by fossil fuels, although it is evident that new energy sources will be required in the future. Improving petroleum exploration efficiency and recovery rates are, hence, of critical importance in ensuring the supply of fossil fuels. Additionally, growing environmental concerns and energy saving policies require a focus on clean energy sources. With that perspective in mind, finding high quality petroleum and especially natural gas is of major interest, as evident from the European Union programme supporting research on the formation and production of conventional and non-conventional gas reservoirs.

The Industry Partnership Programme (IPP) at GFZ Potsdam offers the petroleum industry the possibility to work towards achieving these goals by actively participating in our research programme. The main principle here is not to offer research on demand, but to co-operatively define areas of scientific collaboration. Such an industry involvement in research is of special interest for the field Fluid Dynamics and Basin Evolution, which is one of the three main research themes of our group. Our IPP projects focus on furthering the understanding of the processes controlling the generation, distribution and degradation of petroleum and are, hence, of direct relevance for the main goals of petroleum exploration. 12 companies are currently taking part in one or more projects. Participation in our IPP programme allows the petroleum industry to be actively involved in the forefront of research. Current ongoing projects include investigations on the prediction of petroleum phase and composition, the use of petroleum asphaltenes as a representative of source rock organic matter, the early generation of natural gas, and petroleum biodegradation in reservoirs.

Energie und Umwelt

Der globale Energiebedarf wächst kontinuierlich infolge zunehmender Industrialisierung in der Dritten Welt und der weltweiten Verbesserung des Lebensstandards. Dabei wird die Nachfrage auch weiterhin überwiegend durch fossile Energieträger gedeckt. In Deutschland werden 80 % der benötigten Energie durch die Verbrennung von Erdgas, Erdöl und Kohle und nur 20 % durch Wasserkraft, Atom-, Wind-, Sonnen- und geothermische Energie bereitgestellt. Man geht davon aus, dass die Weltwirtschaft mindestens in den nächsten 50, wahrscheinlicher aber 100 Jahren stark auf fossile Energieträger angewiesen sein wird. Nichtsdestoweniger wird immer klarer, dass etwa bis zum Jahre 2020 neue Energiequellen erschlossen werden müssen, da zu diesem Zeitpunkt die Nachfrage das abnehmende Angebot fossiler Energiequellen übersteigen wird. Europa im Allgemeinen und Deutschland im Besonderen wegen seiner Pläne zum Ausstieg aus der Atomenergie müssen daher die Verfügbarkeit fossiler Energieträger sicherstellen, bis andere Energiequellen eine wettbewerbsfähige Alternative bieten. In der nahen Zukunft wird es darauf ankommen, die Explorations- und Produktionseffizienz insbesondere in Nicht-OPEC Ländern zu erhöhen. Weitere Informationen zu diesem Thema findet der Leser in einem kürzlich erschienenen Übersichtsartikel (Welte, 2004).

Neben dem Ziel, den industriellen Energiebedarf abzudecken, muss die moderne Kohlenwasserstoffexploration

und -produktion in besonderer Weise die Bedürfnisse des Umweltschutzes und der nachhaltigen Nutzung von Ressourcen berücksichtigen. Aus dieser Perspektive ist der Fund stark schwefelhaltigen Öls im Gegensatz zu schwefelarmem Öl oder der Fund von Erdöl anstatt von Erdgas sehr unterschiedlich zu bewerten. Besonders zu erwähnen ist in diesem Zusammenhang, dass Erdgas als die saubere Energiequelle für das Europa des 21. Jahrhunderts angesehen wird, da es bei gleichem Energieinhalt im Vergleich zur Verbrennung von Kohle nur die Hälfte und im Vergleich zur Verbrennung von Erdöl nur zwei Drittel des Treibhausgases CO₂ freisetzt. Deshalb wurde die Forschungsförderung der Europäischen Union auf die Erforschung der Entstehung und Ausbeutung konventioneller und unkonventioneller Gaslagerstätten ausgerichtet.

Partnerschaft mit der Industrie

Das GFZ Potsdam beschäftigt sich mit gekoppelten Energie- und Umweltaspekten in seinem Industrie-Partnerschafts-Programm, kurz IPP, das durch die Unternehmen Wintershall und RWE-DEA aus Deutschland, ExxonMobil, Chevron und ConocoPhillips aus den USA, Petrobras Brasilien, BG Großbritannien, ENI-Agip Italien, Hydro und Statoil aus Norwegen, Shell Niederlande und Total Frankreich finanziert wird. Das seit drei Jahren laufende Programm ist weltweit eines der größten seiner Art.

In den vergangenen Jahrzehnten haben sich weltweit verschiedene Formen von Industriekooperationen entwi-

ckelt. In den meisten Fällen werden dabei Forschungsziele ausschließlich an den Bedürfnissen der Unternehmen ausgerichtet oder direkt von den Unternehmen vorgegeben. Dem breiten Spektrum an wissenschaftlichen Themen und dem Zusammenspiel verschiedener Disziplinen werden solche Kooperationen aber nicht gerecht, da oft nur einzelne, häufig tagesaktuelle Fragestellungen bearbeitet werden und keine langfristigen Strategien verfolgt werden können.

Das IPP des GFZ Potsdam gründet sich hingegen auf einer partnerschaftlichen Zusammenarbeit. Die verschiedenen Forschungsprojekte sind in das Forschungsprogramm des GFZ eingebettet und sind somit Bestandteile unseres vordefinierten Gesamtforschungskonzepts. Die Ergebnisse sind nicht nur für die Unternehmen nutzbar, sondern führen oft zu entscheidenden Fortschritten in unserem Forschungsschwerpunkt „Fluidentwicklung und Dynamik sedimentärer Becken“.

In Hinblick auf die Erdölindustrie wird Exploration mehr und mehr in Regionen betrieben, wo es zunehmend schwieriger wird, Erdöl und -gas zu finden. Gerade deshalb müssen alle chemischen, physikalischen und biologischen Prozesse, die die Entstehung, Migration, Lagerstättenbildung und den Abbau des Erdöls kontrollieren, äußerst präzise verstanden werden. Unsere IPP-Projekte werden vor allem deshalb in erheblichem Umfang durch die Industrie unterstützt, weil sie sich all diesen Themen unter Nutzung der aktuellsten und modernsten Forschungsansätze und Vorgehensweisen widmen.

Forschung mit der (und nicht für die) Industrie ist eine entscheidende Komponente zum Erreichen unserer wissenschaftlichen Ziele. Hierfür gibt es mehrere Gründe. Erstens eröffnet uns das IPP den Zugang zu wertvollem Probenmaterial und geologischer Information für unsere Forschung, die uns sonst nicht zur Verfügung stünden. Zweitens ermöglichen die finanziellen Mittel, die durch das IPP bereitstehen, jungen Wissenschaftlern, ihre Forschung als Postdocs fortzusetzen oder eine Doktorarbeit durchzuführen und sich so weiterzubilden. Und nicht zuletzt erhalten unsere jungen Wissenschaftler die nötigen Kontakte, um eine Karriere in der Industrie zu beginnen.

Ein zweites wichtiges Element unserer IPP Aktivitäten ist neben der Forschung die Ausbildung. GFZ-Schulen, die unter der Schirmherrschaft des Marie-Curie-Centre of Excellence Eurobasin durchgeführt werden, beinhalten Lehrangebote, die Mitarbeiter aus der Industrie, der akademischen Forschung und Studenten auf den neuesten Stand bringen und als Ergänzung der Forschungsakti-

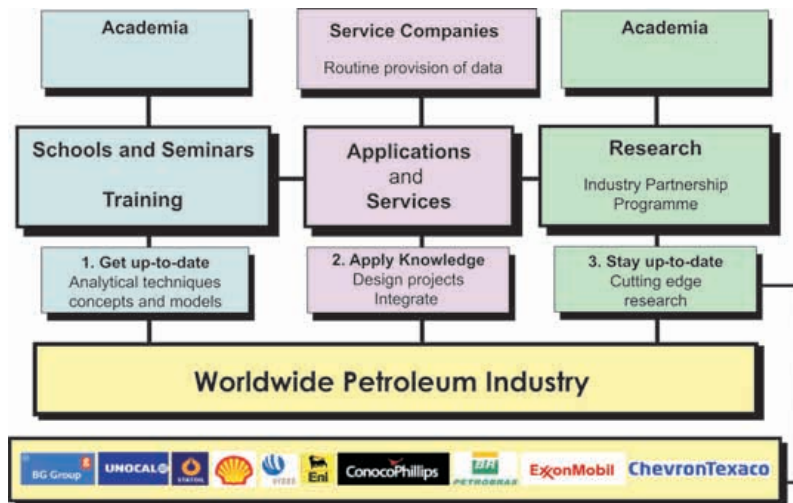


Abb. 1: Die Deckung des Energiebedarfs wird zunehmend schwieriger. Um die Erfolgsaussichten zu verbessern, oder, in anderen Worten, um das Explorationsrisiko zu minimieren, ist die Erdölindustrie bestrebt, über konzeptionelle und technische Fortschritte auf dem Laufenden zu bleiben und neue Schlüsseltechnologien in die tägliche Praxis zu implementieren. „Den aktuellen Kenntnisstand erreichen“, „das neue Knowhow innerhalb der Firma anwenden“ und „auf dem Stand bleiben“ sind die drei wesentlichen Entwicklungsstufen, an denen das GFZ Potsdam und seine Kooperationspartner beteiligt sind. Das Industrie Partnerschaft Programm (IPP) ist das Forschungsportal des GFZ, das hochaktuelle Ansätze in die Industrie vermittelt.

Replenishing energy reserves is becoming more and more difficult. In order to enhance the chance of success, in other words to minimize the exploration risk, the petroleum industry seeks to keep abreast of emerging conceptual and technical advances, and implement key elements into its business practice. „Getting up to date“, „Applying knowledge within the company“ and „Staying up to date“ are the three stages of development. GFZ Potsdam and its cooperation partners are involved in all three. The Industry Partnership Program (IPP) is GFZ Potsdam's research portal, bringing cutting edge ideas into the industry.

vitäten des IPP anzusehen sind („Stay up to Date“) (Abb. 1). Kurse zum Thema *Petroleum System Evaluation: Fluid Compositional Prediction* wurden bereits in Berlin und Perth (Australien) durchgeführt und sind für die Zukunft in Südamerika und China geplant. Außerdem werden allgemein zugängliche Informationsbriefe für die Industrie herausgegeben (<http://www.gfz-potsdam.de/pb4/pg3/index.html>).

Die Grundlagen

Bei der Suche nach Erdöl und Erdgas in einem Explorationsgebiet sind im Wesentlichen drei Fragestellungen von größter Bedeutung (Abb. 2):

- Gibt es ein Kohlenwasserstoffmuttergestein?
- Gibt es ein Trägergestein, welches die Migration von Kohlenwasserstoffen erlaubt?
- Gibt es eine Lagerstättenstruktur, welche die Akkumulation von Kohlenwasserstoffen erlaubt?

Die erfolgreiche Auffindung von Lagerstätten hängt ganz entscheidend von der genauen Kenntnis der Entstehung, der Verteilung, den Eigenschaften und den Veränderungen

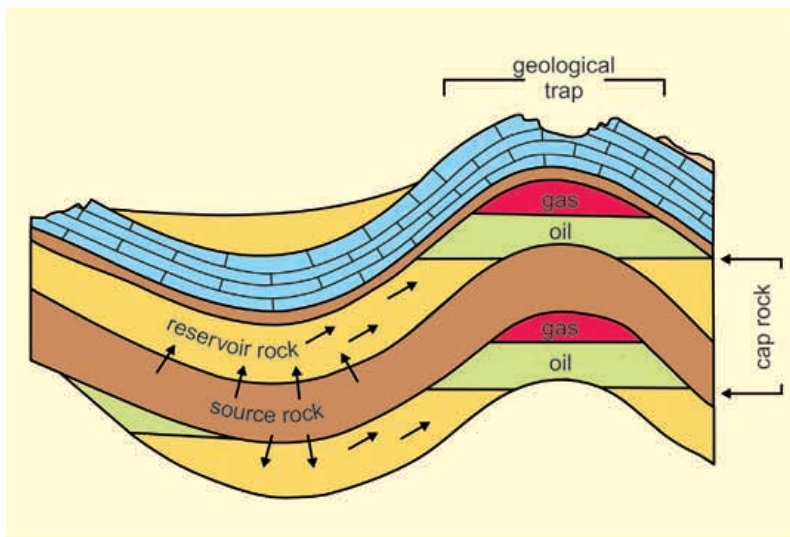


Abb. 2: Vier grundlegende Elemente müssen vorhanden sein, damit es zur Entstehung von Öl- und Gaslagerstätten kommen kann: ein Muttergestein, in dem Erdöl und/oder Erdgas gebildet wird, ein Träger- bzw. Reservoirgestein, durch das Öl und Gas aufgrund von Auftriebskräften migrieren, ein undurchlässiges Deckgestein, das den Verbleib der Kohlenwasserstoffe in der Lagerstätte gewährleistet, sowie eine geologische Falle, in der Erdöl und Erdgas akkumulieren können. Die Geschwindigkeit der Kohlenwasserstoffbildung, die Trennung von Öl und Gas während der Migration und der biologische Abbau von Erdöl in Lagerstätten werden in IPP Projekten untersucht.

Petroleum formation requires four fundamental elements to be present or fulfilled: a source rock in which oil is generated and from which it is expelled, a carrier/reservoir rock into which the petroleum flows, and through which its migrates under the action of buoyancy, a seal to retain the oil within the reservoir and a geological trap in which the petroleum can accumulate. The speed of generation, segregation of oil and gas during migration, and the biological alteration of oil in traps are being addressed in IPP research projects.

der entsprechenden Sedimente im Zuge der geologischen Entwicklung eines Sedimentbeckens ab. Darüber hinaus müssen bestimmte Druck- und Temperaturbedingungen im Untergrund erfüllt sein, damit Kohlenwasserstoffe entstehen, migrieren und akkumulieren können (Abb. 2). Die Rolle der Temperatur im Untergrund muss dabei hervorgehoben werden. Ihr Einfluss auf Sedimente ist der Antrieb für die verschiedensten thermischen und mikrobiellen Umwandlungsprozesse im sedimentären organischen Material in Muttergesteinen oder Lagerstätten.

Genese

Allgemein kann man zwischen thermischen und biochemischen Prozessen, die zur Bildung von Erdöl und Erdgas führen, unterscheiden. Erdöl und Erdgas werden aus organischer Substanz überwiegend pflanzlichen Ursprungs (Landpflanzen/Algen) gebildet. Dieses Material ist nach dem Absterben der verschiedenen Lebensformen durch sauerstoffarme Bedingungen in feinkörnigen Tonsteinen nicht verwittert, sondern in gewissen Grenzen erhalten geblieben. Erdöl und Erdgas sind dabei nichts anderes als Kohlenwasserstoffe, welche durch mikrobielle oder thermische Prozesse aus dem sedimentären organischen Material freigesetzt worden sind.

Die thermische Umwandlung von festem organischem Material zu flüssigen oder gasförmigen Kohlenwasserstoffen setzt bei etwa 70 bis 120 °C ein. Der Beginn der Kohlenwasserstoffbildung wird von den Eigenschaften des ursprünglich eingela-

gerten organischen Materials, insbesondere seiner Stabilität, kontrolliert. Wichtige Kenngrößen sind der Ursprung des organischen Materials aus Pflanzen und/oder Algen, die Umweltbedingungen während der Ablagerung sowie das Ausmaß der Absenkung in Bereiche höherer Temperaturen.



Abb. 3: Die Kohlenwasserstoffbildung wird im Labor durch Aufheizexperimente mit unreifen Muttergesteinen simuliert. Die Ergebnisse werden zur Berechnung von Aktivierungsenergien (E_a) und Frequenzfaktoren (A) benutzt, die im Prinzip die Stärke der chemischen Bindungen widerspiegeln, die im Verlauf der Kohlenwasserstoffbildung gebrochen werden müssen. Die Anwendung dieser Parameter auf die Aufheizgeschichte von Sedimentbecken ermöglicht die Ermittlung der Erdöl- und Erdgasbildungsrate. Das Foto zeigt die Vorbereitung eines solchen Experiments in unserem Pyrolyselabor (Foto: K. Günter, GFZ).

Petroleum generation is simulated via the heating of immature source rock samples in the laboratory. The results are used to calculate activation energies (E_a) and frequency factors (A) which essentially define the strengths of the chemical bonds that have to be broken in order for generation to proceed. These parameters, when applied to the heating history of source rocks in sedimentary basins, allow rates of generation to be calculated. The picture shows the preparation of such an experiment in our pyrolysis laboratory.

Erdöl und Erdgas werden durch die Spaltung chemischer Bindungen im sedimentären organischen Material während der Absenkung des Sediments gebildet. Diese Prozesse können in Laborexperimenten – so genannten *Pyrolyseexperimenten* – simuliert werden und durch die Anwendung chemisch-physikalischer Gesetzmäßigkeiten – den *Gesetzen der Reaktionskinetik* – für natürliche Ablagerungsräume rekonstruiert werden (Abb. 3).

Migration

Sobald Kohlenwasserstoffe in einem Muttergestein in hinreichender Menge gebildet worden sind, setzen sie sich aufgrund des hohen Drucks und der Auftriebskräfte in Bewegung. Bei diesem als Migration bezeichneten Prozess wandern die verschiedenartigen Kohlenwasserstoffgemische durch poröse und permeable Trägersteine entlang der Deckgesteine in flachere Regionen. Die Migrationswege werden im Wesentlichen von der Struktur des auflagernden dichten Deckgesteins kontrolliert. Die Erdöl- und Erdgasgemische wandern dabei aus dem Hochtemperatur-Hochdruck-Bereich der Muttergesteine in Zonen mit relativ niedrigen Temperaturen und Drü-

cken. Die konstante Abnahme von Temperatur und Druck während der Migration der Öl- oder Gasphasen hat einen entscheidenden Einfluss auf die Zusammensetzung und den Phasenzustand. So kann sich ein einphasiges Fluid (Gas oder Öl) in eine flüssige und eine gasförmige Phase trennen; der umgekehrte Vorgang ist ebenfalls möglich. Wann und wo diese Separationsprozesse stattfinden, ist im Wesentlichen von der Zusammensetzung des ursprünglich gebildeten Erdöls/Erdgases und den regionalen Druck- und Temperaturbedingungen abhängig (Abb. 4).

Akkumulation

Die Lagerstätten von Erdöl und Erdgas sind an Fallenstrukturen gebunden, welche eine weitere Migration der Kohlenwasserstoffe stoppen. Es kann sich dabei um tektonische Faltungen und Störungszonen oder aber auch durch Faziesänderungen entstandene poröse Sedimentlinsen und -kanäle handeln. Weil die Kohlenwasserstoffe diesen Strukturen nur schlecht entweichen können, werden sie hier oft nachhaltig verändert. Im Zuge der weiteren geologischen Entwicklung können Lagerstätten z. B. in größere Teufen abgesenkt oder in flachere Zonen angehoben werden. Dadurch können nach der Akkumulation der Kohlen-

wasserstoffe in der Lagerstätte Umwandlungen von Öl zu Gas oder auch mikrobielle Abbauprozesse stattfinden.

Im Folgenden werden die Hauptprojekte dargestellt.

Vorhersage der Erdöl- und Erdgaszusammensetzung

Hintergrund

Die Bildung und Zusammensetzung von Erdöl und Erdgas in der Natur wird durch eine Reihe von Prozessen gesteuert. Aus der Kenntnis der Art des eingelagerten organischen Materials können die Muttergesteine grob klassifiziert und erste Einschätzungen bezüglich der zu erwartenden Erdöle und Erdgase gemacht werden (Abb. 5). Während konventionelle Klassifizierungen sich im wesentlichen nach der Menge der generierten Kohlenwasserstoffe richten, wurde im GFZ Potsdam und in den IPP-Projekten eine Klassifizierung nach Organofaziestypen etabliert, die direkten Bezug auf die Zusammensetzung der entsprechenden Produkte nimmt. In Zusammenhang damit steht die Vorhersage des Phasenverhaltens und somit der Veränderung der Kohlenwasserstoffzusammensetzung während der Migration. Von entscheidender Bedeutung sowohl für Zeitpunkt und Ort dieser Prozesse als auch für die Produkte der Phasenseparierung ist die ursprüngliche Zusammensetzung der Gemische. Neben den Druck- und

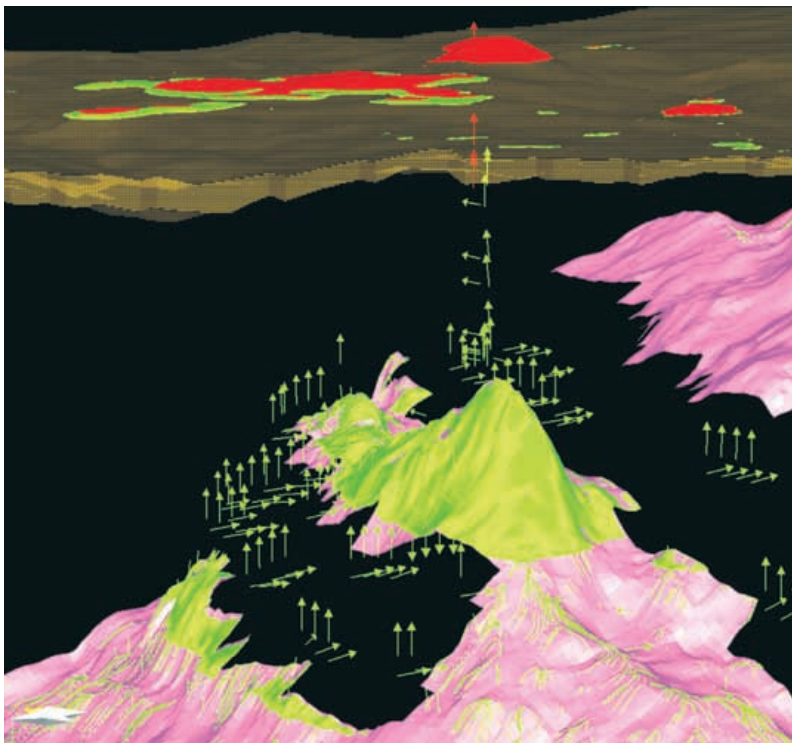


Abb. 4: Einphasige Kohlenwasserstofffluide können sich in eine flüssige und eine gasförmige Phase trennen, wenn der Migrationsweg in Bereiche niedrigen Drucks und niedriger Temperatur führt. Ob jeweils ein Ein- oder Zweiphasensystem vorliegt, hängt auch von der Zusammensetzung des Fluids ab. Gas (rot) und Öl (grün) können gegebenenfalls in getrennten Fällen akkumulieren, wie das hier dargestellte Ergebnis einer Beckenmodellierung zeigt. Pfeile zeigen migrierende Fluide an.

Petroleum may segregate into fluid and gaseous phases if their migration pathways lead into low pressure and low temperature levels. Whether a single or two-phase system exists is also dependent on the composition of the petroleum. Gases (red) and oils (green) may eventually accumulate separately, as shown in this output from a petroleum system model. Arrows indicate migrating fluids.

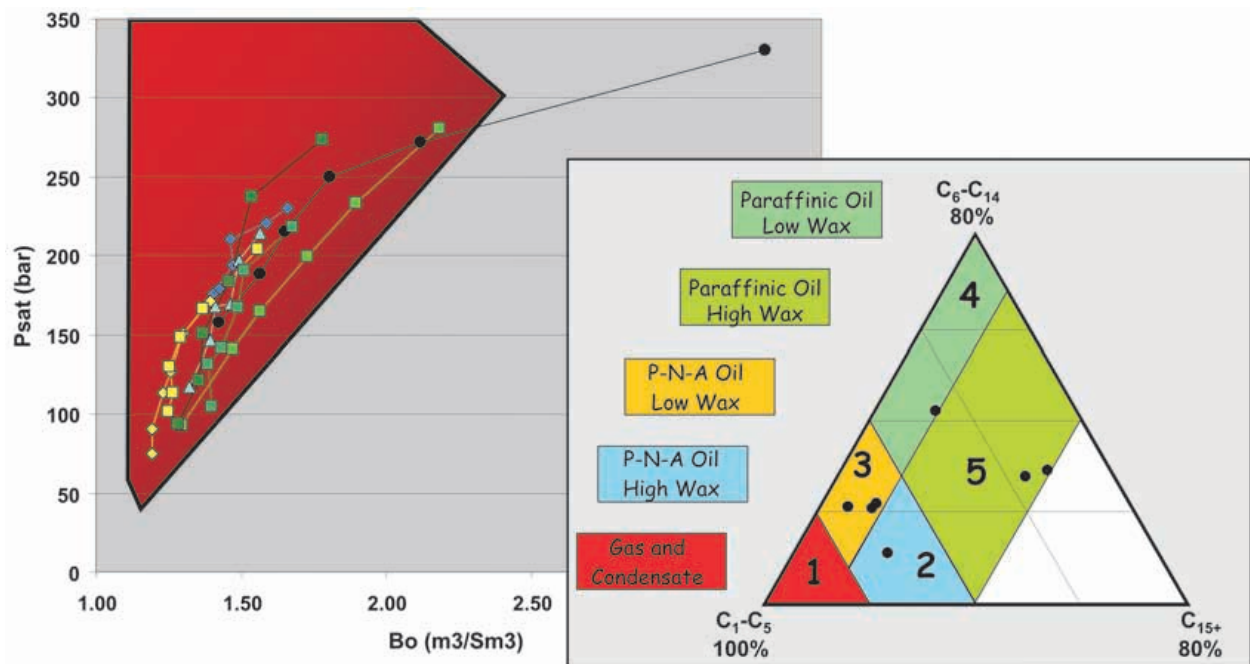


Abb. 5: Die Analyse von Muttergesteinen aus unterschiedlichen Explorationsgebieten in aller Welt zeigt, dass deutliche Unterschiede in der Zusammensetzung der gebildeten Kohlenwasserstoffe zu erwarten sind. Die chemische Zusammensetzung des organischen Materials im Muttergestein, die weitgehend von der Art der Pflanzen und Algen im Ablagerungsgebiet abhängt, bestimmt ihrerseits die Art des Erdöls oder Erdgases, das gebildet wird. Das Dreieck belegt, dass unterschiedliche Öl- und Gastypen durch Pyrolyseexperimente erkannt werden können. Das zweite Diagramm, das die Ergebnisse anderer Aufheizexperimente und Zustandsgleichungen verwendet, zeigt die Reaktion unterschiedlicher Erdöl- und Erdgastypen auf Veränderungen von Druck und Temperatur.

Analysis of source rocks from different exploration areas from all over the world shows that significant differences in the composition of the newly formed hydrocarbons are to be expected. The organic chemical composition of the organic matter in the source rock, governed largely by the types of plants and algae living in and around the site of deposition, determine the types of petroleum that source rock may generate during deep burial. The triangle shows that different basic petroleum types can be recognised by laboratory heating experiments. The second diagram, constructed from other laboratory heating experiments and petroleum engineering equations of state, shows how the different types of petroleum respond to changing pressure and temperature.

Temperaturbedingungen in einem Sedimentbecken spielt die Gaszusammensetzung eine übergeordnete Rolle. Wichtigster Gradmesser ist der Methananteil in der Gasfraktion und der Gasanteil in dem Produktgemisch.

Obwohl in den letzten Jahren auf dem Gebiet der Vorhersage der Erdölzusammensetzung große Fortschritte gemacht wurden, ist es nur sehr eingeschränkt gelungen, die Gaszusammensetzung in geologischen Systemen korrekt vorherzusagen, da eklatante Unterschiede zwischen Laboruntersuchungen und der Natur zu beobachten sind.

Ziel

In diesem Projekt sollen die Kohlenwasserstoffgenese aus unterschiedlichsten Muttergesteinstypen untersucht und erste Modelle zur genauen Vorhersage des Phasenverhaltens und der Qualität von Erdöl und Erdgas in Lagerstätten entwickelt werden.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Es wurden in diesem Projekt erstmals Muttergesteine unterschiedlichster geographischer Herkunft (Brasilien,

Norwegen, Italien, Westafrika) unter dem Gesichtspunkt des Phasenverhaltens untersucht. Hierauf aufbauend wurde ein global gültiges Konzept zur Vorhersage der Erdöl- und Erdgaszusammensetzung entwickelt. Die geologischen Rahmenbedingungen reichen dabei von passiven Kontinentalrändern über deltalische Gebiete bis hin zu Riftbecken. Der Bogen spannt sich von Muttergesteinen lakustriner und mariner Ablagerungsräume bis hin zu Sedimenten terrestrischen Ursprungs

Die Ergebnisse der Untersuchungen dokumentieren einen systematischen Zusammenhang zwischen dem Gas-zu-Öl-Verhältnis (GOR) und dem Methananteil in der Gasfraktion unter natürlichen und künstlichen Randbedingungen beobachtet, obwohl insbesondere der Methananteil in den Produkten aus den Laborexperimenten deutlich niedriger war. Durch die Anwendung von neuronalen Netzwerken ist es gelungen, die Ergebnisse der künstlichen Reifungsexperimente so zu korrigieren, dass daraus prädiktive kompositionelle Modelle der Erdölentstehung formuliert werden konnten, die in numerische Beckensimulationen implementiert werden können. Die gute Übereinstimmung zwischen den Vorhersagen und den natürlichen Erdölei-

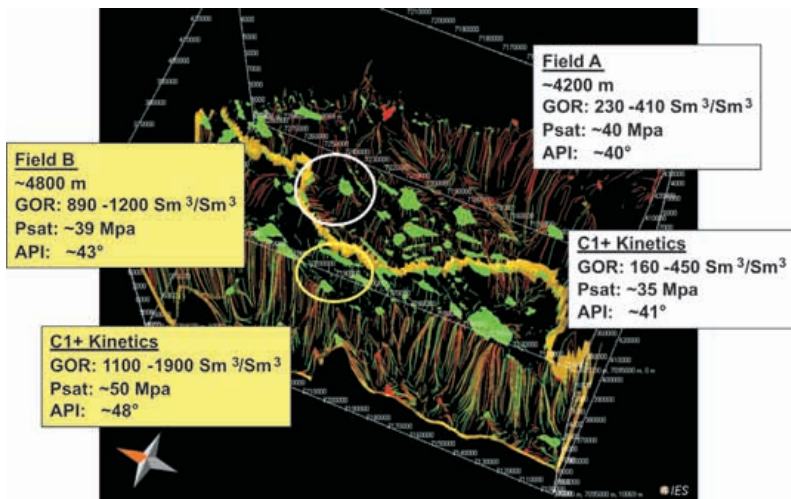


Abb. 6: Ergebnisse von Phasenvorhersagen. Für dieses Untersuchungsgebiet zeigt ein Vergleich die gute Übereinstimmung der Vorhersagen mit den Eigenschaften, die für natürliche Proben ermittelt wurden. Die Vorhersage des Gas-Öl-Verhältnisses (gas-oil ratio GOR) ist in den meisten Fällen gut. Darüber hinaus ist die Vorhersage von API-Dichte und Sättigungsdruck als wichtigen Qualitätsindikatoren ausgezeichnet.

Results of phase predictions. For the study area the predictions are compared with properties determined on natural samples, and the correlation is generally very good. The prediction of GOR (gas-oil ratio) is good in most cases and, in addition, predictions of API densities and saturation pressures as important quality parameters are excellent.

genschaften in verschiedenen Untersuchungsgebieten belegen die globale Gültigkeit der Forschungsergebnisse (Abb. 6).

Asphaltene als geochemische Marker

Hintergrund

Das Hauptinteresse unserer Forschung liegt auf den Asphaltene, die mit den gesättigten und aromatischen Kohlenwasserstoffen die Hauptbestandteile von Erdöl darstellen. Sie repräsentieren die makromolekulare Fraktion der Erdöle und scheinen besonders geeignet, strukturelle Merkmale der Muttergesteine zu archivieren und zu transportieren. Diese Ähnlichkeiten mit den Muttergesteinen zu untersuchen ist von großer Bedeutung, da mit zunehmender Exploration in Gebieten mit extremen klimatischen Bedingungen und insbesondere in Offshore-Gebieten mit Wassertiefen von mehr als 1.000 m die Anzahl der Bohrungen aus wirtschaftlichen Gründen reduziert wird und somit die Muttergesteine, die in den meisten Fällen unterhalb der Lagerstätten liegen, nicht mehr erbohrt werden. Ohne Proben aus dem Muttergestein und weitere Informationen über die Muttergesteine ist die konventionelle Vorhersage der Kohlenwasserstoffbildung nicht mög-

lich, was das wirtschaftliche Risiko zusätzlich erhöht. Die Forschung in diesen extremen Explorationsgebieten hat sich deshalb auf die erbohrten Erdöl- und Erdgaslagerstätten konzentriert, da auch diese wichtige Informationen über das Ablagerungsmilieu und die Qualität der Muttergesteine enthalten können (Abb. 7).

Ziel

In diesem Projekt sollen durch die Untersuchung von Erdölen und ihren Asphaltfraktionen Modelle entwickelt werden, die auf die Organofazies und die Umwandelungseigenschaften tiefer Muttergesteine schließen lassen und eine numerische Beschreibung in Beckenmodellen ermöglichen.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Von den beteiligten Erdölfirmen wurden ausgesuchte Proben- und Datensätze so genannter natürlicher Laboratorien zu Verfügung gestellt, in denen der geologische und geochemische Kenntnisstand sehr hoch ist. Die verschiedenen Elemente

eines Erdölsystems sind in diesen Gebieten sehr gut erforscht und können somit in einen guten Bezug zueinander gebracht werden. Verschiedene Offshoregebiete wur-

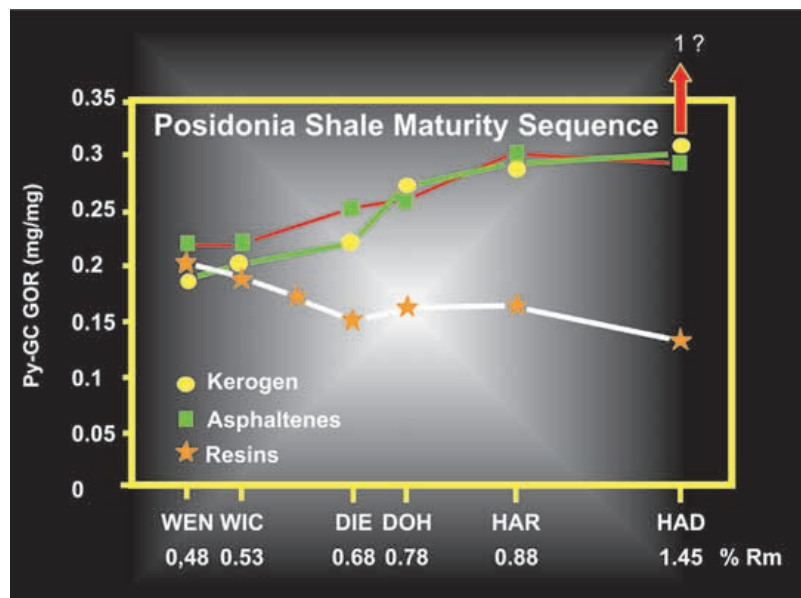


Abb. 7: Asphaltene sind außerordentlich komplexe Erdölbestandteile, die Informationen über das organische Material enthalten, aus dem das Öl gebildet wurde. Daher kann das Verhältnis von Öl und Gas während der Kohlenwasserstoffbildung aus einem Muttergestein durch die Pyrolyse von Asphaltene abgeschätzt werden.

Asphaltenes are extremely complex components of the petroleum carrying information about the parent organic matter from which the whole petroleum was generated. Thus, the ratio of gas to oil generated by the kerogen in a source rock can be estimated from the pyrolysis of asphaltenes.

den als Untersuchungsgebiet ausgewählt und Proben unterschiedlichster geographischer Herkunft und aus verschiedenen Ablagerungsräumen konnten für das Forschungsprojekt zur Verfügung gestellt werden.

Unsere Arbeiten haben zu einem Durchbruch in der Beurteilung heterogener Muttergesteine geführt. Es konnten verlässliche Modelle entwickelt werden, welche den natürlichen Organofaziesvariationen und somit den unterschiedlichen Eigenschaften des gebildeten Erdöls und Erdgases Rechnung tragen. Dies erlaubt eine wesentlich bessere Beschreibung der Fenster der Kohlenwasserstoffgenese in numerischen Beckenmodellen. Für die Nordsee wurde darüber hinaus gezeigt, dass das Ölfenster in deutlich größere Teufen reicht und deutlich breiter ist, als bisher angenommen. In Simulationsexperimenten, in denen außerdem die Zusammensetzung der Kohlenwasserstoffe, die aus den Asphaltinen gebildet wurden, detektiert wurde, zeigte sich eine außergewöhnlich gute Übereinstimmung mit der molekularen Zusammensetzung natürlicher Erdöle. Das Verhältnis von aromatischen zu gesättigten Kohlenwasserstoffen in unseren Experimenten entspricht nahezu dem in der Natur. Diese Übereinstimmung von Pyrolyseprodukten aus Muttergesteinskerogen und den natürlichen Ölen konnte bisher nicht gezeigt werden. Somit kann mit der Untersuchung der Asphaltene eines

Erdöls die Qualität der Vorhersagen, auch ohne Untersuchung des Muttergesteins, stark verbessert werden. Eine Konsequenz dieser Arbeiten ist die verbesserte Vorhersage der so genannten API-Dichte eines Öles, des internationalen Maßstabs für die Qualität und den Wert eines produzierten Öls (Abb. 8).

Frühe Gasbildung

Hintergrund

Konventionelle Untersuchungen zur Bildung von Kohlenwasserstoffen konzentrieren sich im Wesentlichen auf sedimentäres organisches Material, welches in großen Teufen von über 2.500 m in den Sedimenten eingelagert ist. Nur hier, so die konventionelle Annahme, sind die Bedingungen vorhanden, die zu einer ökonomisch ausreichenden Bildung von Kohlenwasserstoffen aus sedimentärem organischem Material führen können. Da die Reaktionen in den Muttergesteinen vor allem durch hohe Temperaturen angetrieben werden, werden reaktionskinetische Modelle angewendet, um die Umwandlung von Kohlenwasserstoffen in Raum und Zeit nachzuzeichnen.

Ein weiteres Phänomen stellen mikrobielle Prozesse dar, durch die sedimentäres organisches Material in Methan

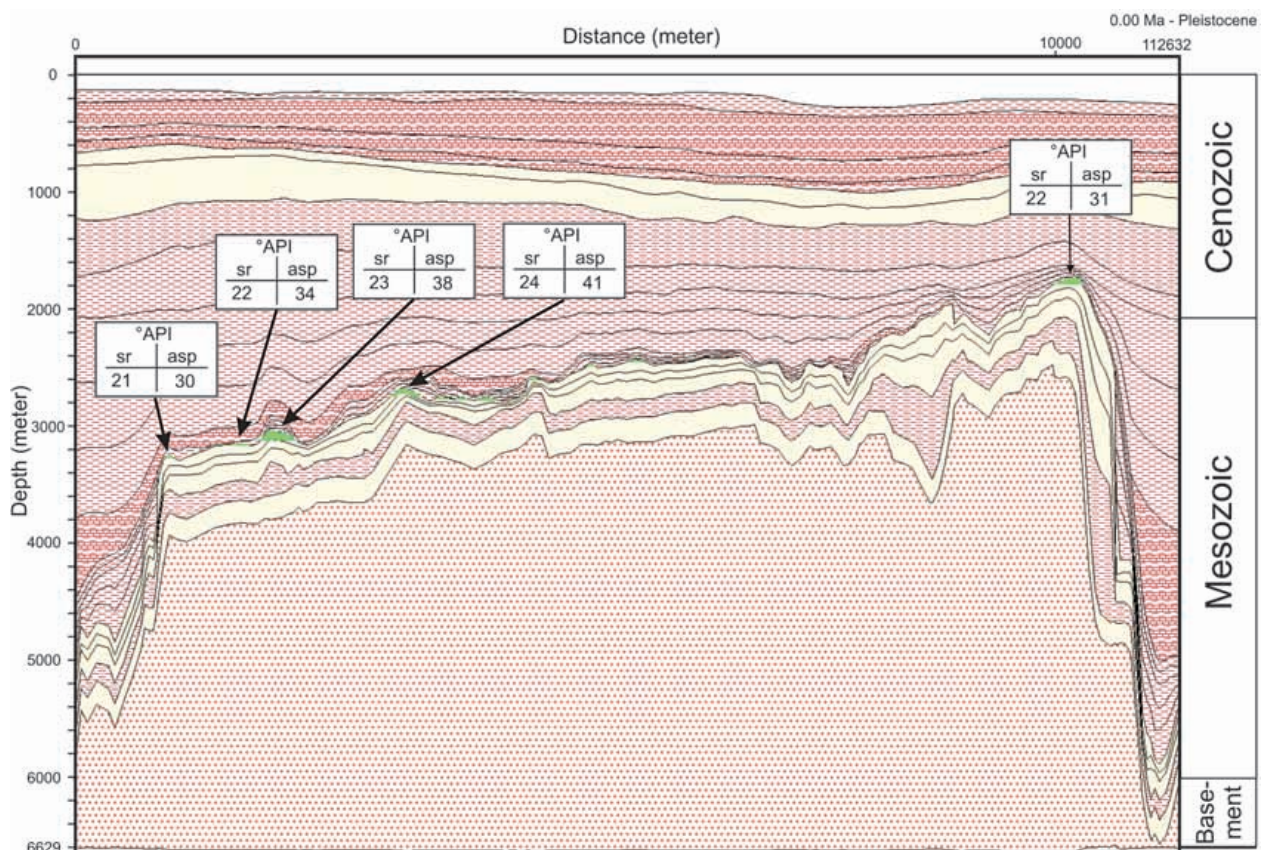


Abb. 8: Profil des Tampen Spur-Gebiets in der norwegischen Nordsee. Erdöleigenschaften wurden auf der Basis sowohl der konventionellen Muttergesteinskinetik als auch der Asphaltinenkinetik berechnet. Die Vorhersage der API-Dichte auf der Basis der Asphaltinenkinetik führt zu Werten, die den in diesem Explorationsgebiet gemessenen sehr ähnlich sind.

Profile through the Tampen Spur area in the Norwegian North Sea. Petroleum properties were calculated using both conventional source rock kinetics and that from petroleum asphaltenes. Predictions of density (API Gravity) based on asphaltene kinetics closely resemble those of the petroleum in the area.

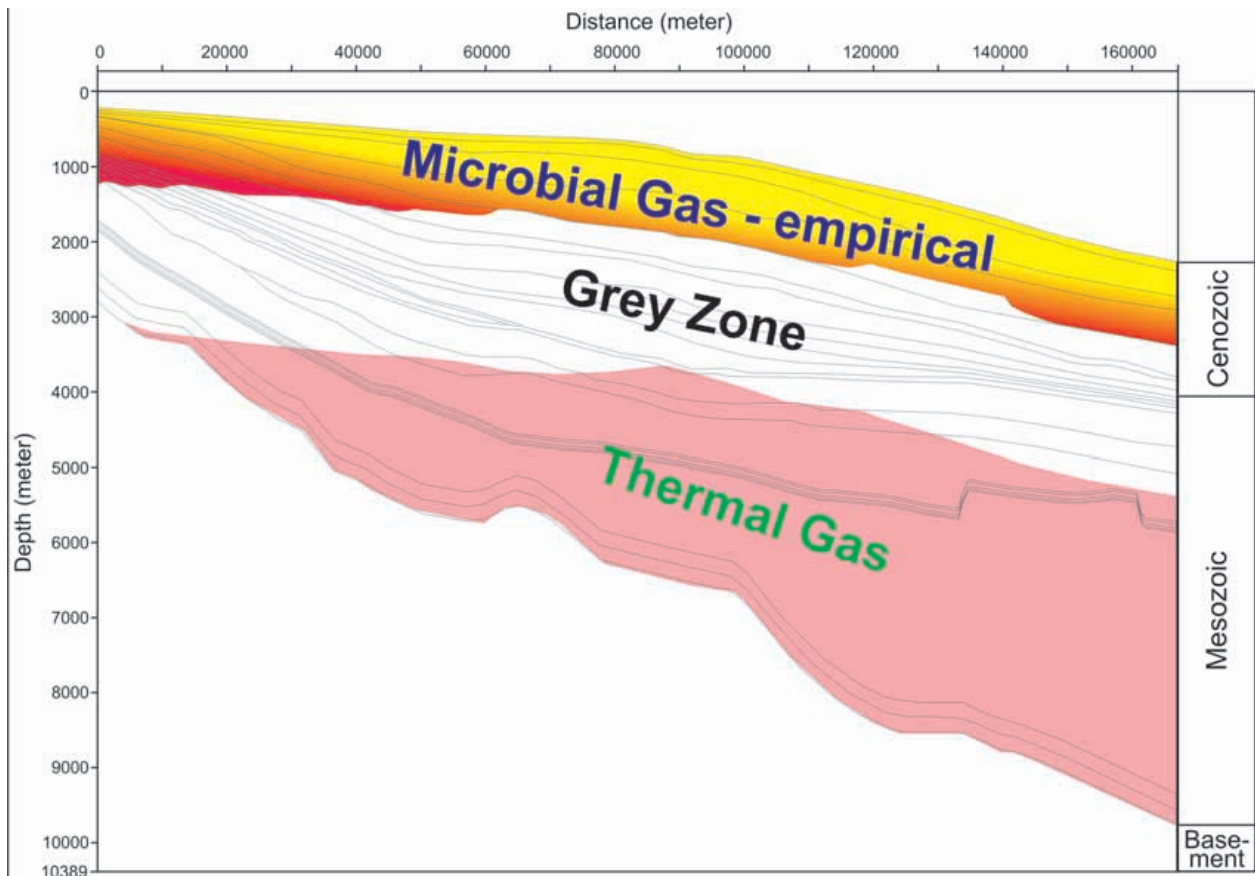


Abb. 9: Nach konventionellen Konzepten ist die mikrobielle Gasbildung auf frühdiagenetische und die thermische Gasbildung auf frühkatagenetische Prozesse in Sedimentbecken beschränkt. Zwischen den Zonen, in denen diese Prozesse stattfinden, gibt es eine weitgehend unerforschte Zone – die „graue Zone“ – für die mikrobielle und thermische Prozesse bislang ausgeschlossen wurden. Im IPP-Projekt „Shallow Gas“ untersuchen wir genau diese Zone, weil neue Forschungsergebnisse gezeigt haben, dass gerade hier thermische und mikrobielle Prozesse überlappend stattfinden können.

Conventional concept of microbial and thermal gas generation in nature. According to this concept, microbial gas generation is limited to early diagenetic processes in shallow parts of sedimentary basins while thermal gas forms only during early catagenesis in deeper parts sedimentary basins. Between these two zones lies a largely unexplored zone – the so called grey zone – in which neither thermal nor microbial alterations are supposed to be active. With the IPP – Shallow Gas project we study precisely this zone because recent research results have shown that thermal and microbial processes can overlap.

umgewandelt werden kann. Diese Prozesse laufen, nach konventionellen Vorstellungen, nur bei niedrigen Temperaturen und in geringen Teufen ab, da mit der Zunahme der Temperatur in größeren Teufen lebensfeindliche Bedingungen für Mikroorganismen herrschen und weiterhin wichtige Substrate für den mikrobiellen Metabolismus fehlen.

Zwischen diesen Zonen der abiotischen und biotischen Umwandlung des organischen Materials befindet sich ein großer Bereich, der hinsichtlich seines Potentials zur Bildung von Kohlenwasserstoffen weitgehend unerforscht ist (Abb. 9). Diese Zone, die bis zu mehrere Kilometer mächtig sein kann, ist in das Blickfeld der Forschung gerückt, da auch hier enorme Mengen organischen Materials enthalten sind und erhalten wurden.

Sowohl der Vergleich numerischer Vorhersagen als auch die Existenz thermischer Gase in Sedimenten aus dieser Zone und der Nachweis intensiver mikrobieller Aktivitäten in großen Teufen haben deutlich gezeigt, dass die

konventionellen Annahmen und Modelle unzureichend sind.

Ziel

In diesem Projekt sollen geochemische Prozesse identifiziert, untersucht und numerisch beschrieben werden, die zur frühen thermischen Umwandlung oberhalb des konventionellen thermischen und/oder zur späten mikrobiellen Umwandlung von sedimentärem organischem Material unterhalb des konventionellen mikrobiellen Gasfensters führen können.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Umwandlung organischen Materials in Sedimenten führt zur Bildung von Kohlenwasserstoffen – also Erdöl und Erdgas – und zur Freisetzung von anorganischen Gasen wie Kohlendioxid und Wasserstoff. Eine mathematische Beschreibung dieser Prozesse erfolgt mit reaktiven

tionskinetischen Modellen, welche es erlauben, aus den Ergebnissen von Pyrolyseexperimenten kinetische Parameter abzuleiten. Diese kinetischen Modelle beschreiben mittels Aktivierungsenergie und Frequenzfaktor die Spaltung chemischer Bindungen im makromolekularen organischen Material. Obwohl theoretisch jede einzelne chemische Verbindung durch ein individuelles Aktivierungsenergie-Frequenzfaktor-Paar beschrieben werden sollte, hat es sich seit nunmehr 20 Jahren durchgesetzt, kinetische Modelle zu entwickeln, die eine deutliche Vereinfachung der tatsächlichen Prozesse darstellen. Auf die Vorhersage der Gasbildung aus marinen und lakustrinen Muttergesteinen scheinen diese Vereinfachungen keinen nennenswerten Einfluss zu haben. In terrestrischen Ablagerungsräumen hingegen schlägt der Vergleich zwischen natürlichen Gasvorkommen und den konventionellen Vorhersagen oft fehl, da natürliche Kohlenwasserstoffe in wesentlich flacheren Sedimenten auftreten als durch numerische Modelle vorhergesagt (Abb. 10). Aus diesem Grund wurde ein neues reaktionskinetisches Modell entwickelt, welches insbesondere Reaktionen mathematisch erfasst, die nicht in der Hauptphase, sondern in der frühen Phase der Umwandlung organischen Materials ablaufen.

Die Anwendung dieses Modells in einem natürlichen System und der Abgleich der Vorhersagen mit natürlichen Kohlenwasserstoffvorkommen zeigen, dass die thermische Umwandlung organischen Materials viel früher einsetzt als bisher angenommen. Da die Umwandlung des Kerogens bereits bei Temperaturen von unter 80 °C einsetzt, ergeben sich auch neue Perspektiven im Hinblick auf die Verfügbarkeit von Substraten für die mikrobielle Gasbildung. In den ermittelten Temperaturbereichen können Mikroorganismen aktiv sein und beispielsweise Methan produzieren, was durch die thermische Bildung von z. B. Kohlendioxid und Wasserstoff in relativ großen Teufen von weit über 1.000 m begünstigt wird.

Die Ergebnisse dieses Projektes verdeutlichen, dass eine wesentlich größere Menge organischen Materials in Sedimentbecken an der Bildung von Kohlenwasserstoffen beteiligt ist als ursprünglich angenommen. Somit kann von einer wesentlich größeren Menge freier Kohlenwasserstoffe ausgegangen werden, was sowohl unter explorationsgeologischen Gesichtspunkten als auch für die Erforschung des weltweiten Kohlenstoffkreislaufs von essentieller Bedeutung ist.

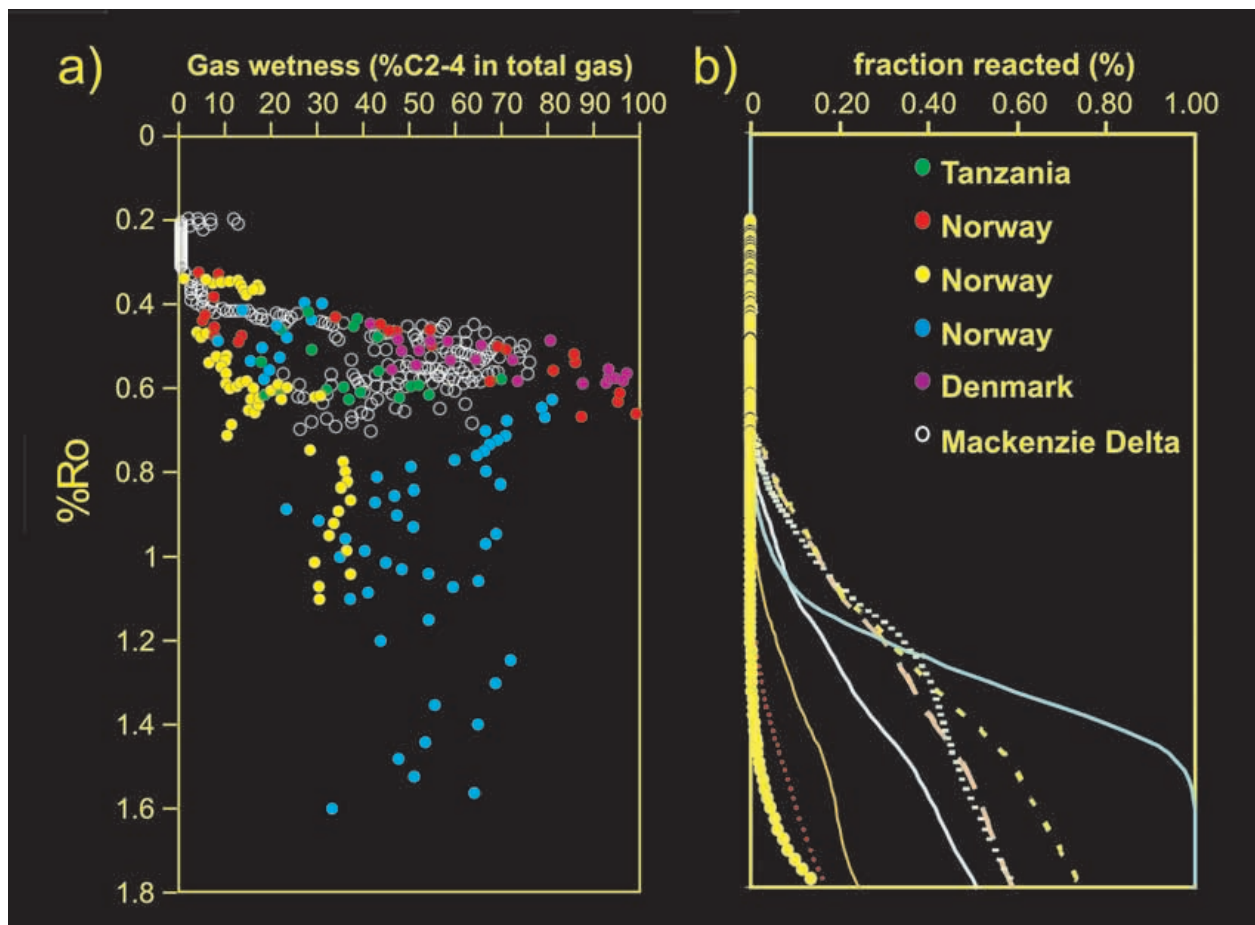


Abb. 10: (a) Abhängigkeit der Gaszusammensetzung von der thermischen Reife und (b) Vorhersage der thermischen Gasbildung auf der Basis konventioneller Modelle. In natürlichen Systemen tritt thermisches Gas bereits bei niedriger Reife auf, während konventionelle Modelle die Bildung thermischen Gases erst bei höherer Reife vorhersagen. Vorhersagen auf der Basis der von uns weiterentwickelten Modelle stimmen deutlich besser mit den natürlichen Gegebenheiten überein.

(a) Dependence of gas composition on thermal maturity and (b) predictions of thermal gas generation based on conventional models. In nature, thermal gas seems to become evident at relatively low maturity levels, while predictions indicate gas generation only at elevated maturities. Our improved models provide a better match with nature.

Biodegradation

Hintergrund

Viele geologische Prozesse werden durch die Einwirkung oder Präsenz von Mikroorganismen beeinflusst, zum Beispiel die Verwitterung von Gesteinen oder die Umwandlung organischen Materials in Sedimenten. Eine außerordentlich negative Rolle im Hinblick auf die Exploration und Förderung hochwertiger Erdöle und Erdgase haben Mikroorganismen in Lagerstätten. Hier bauen sie qualitativ wichtige Erdöl- und Erdgasbestandteile ab und führen zu einer deutlichen Beeinträchtigung der Qualität und Förderereigenschaften, aber auch der ursprünglich akkumulierten Volumina. Insbesondere die API-Dichte, als internationaler Maßstab für die Qualität und den Wert eines produzierten Öls, sinkt mit zunehmendem Einfluss der mikrobiellen Aktivität. Dieses Phänomen, welches man als Biodegradation bezeichnet, betrifft etwa 80 % der weltweit bekannten Erdöllagerstätten. Im Wesentlichen sind flach liegende, also generell logistisch attraktive Lagerstätten betroffen, da die Biodegradation nur bei Temperaturen bis 80 °C stattfinden kann. Da es genau diese flachen Lagerstätten sind, die eine immer größere wirtschaftliche Rolle spielen, ist die Vorhersage des Ausmaßes der Biodegradationsprozesse in einer Lagerstätte unabdingbare Voraussetzung für erfolgreiche Explorationsaktivitäten.

Ziel

In diesem Projekt sollen die Effekte der mikrobiellen Aktivitäten an Erdölen unterschiedlicher Herkunft untersucht und regional gültige Reaktionsmechanismen zur besseren Qualitätsvorhersage beschrieben werden.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse dieses Projektes zeigen, dass es entgegen konventionellen Annahmen keine allgemein gültigen Muster für die progressive Biodegradation in Erdölsystemen gibt. Die Biodegradation läuft scheinbar nicht stufenweise ab, sondern wird vielmehr über den gleichzeitigen, aber unterschiedlich schnellen Abbau verschiedener Kohlenwasserstoffe kontrolliert. Da unterschiedliche Mikroorganismen im Hinblick auf die von ihnen abgebauten Erdölbestandteile ausgesprochene Spezialisten sind, kann davon ausgegangen werden, dass die Mikroflora einer Lagerstätte entscheidenden Anteil an den qualitativen Veränderungen der Erdöle hat. Weil Mikroorganismen unabdingbar einen wässrigen Lebensraum benötigen, ist der so genannte Öl-Wasserkontakt, der sich an der Basis der

Ölsäule befindet, eine bevorzugte Zone für die Biodegradation. Die Ergebnisse unserer Untersuchungen belegen, dass die unterschiedliche Bioverfügbarkeit verschiedener Erdölbestandteile im Wasser eine wichtige Rolle bei der Biodegradation von Kohlenwasserstoffen in Lagerstätten spielt. Die Erkenntnis, dass unterschiedliche Erdölbestandteile gleichzeitig, aber mit unterschiedlichen Raten abgebaut werden, hat die Entwicklung neuer molekularer Parameter zur Beschreibung der Abbauvorgänge ermöglicht. Dadurch ist es auch möglich geworden, die Erdölqualität in Abhängigkeit vom Ausmaß der Biodegradation besser vorherzusagen.

Literatur:

Welte, D.H. (2004) Fossile Kohlenwasserstoffe – Wirklichkeit und Wahrnehmung heute und morgen. *Nova Acta Leopoldina* NF 91, Nr. 339, 265-285.

Publikationen mit Industrierelevanz:

Dieckmann, V. (2005). Modelling petroleum formation from heterogeneous source rocks: The influence of frequency factors on activation energy distribution and geological prediction. *Marine and Petroleum Geology*, 22, 375-390.

Haberer, R.M., Mangelsdorf, K., Dieckmann, V., Fuhrmann, A., Wilkes, H. and Horsfield, B., 2005: Characterization of the organic matter in lignites of the Kugmallit Sequence (Oligocene) at the JAPEX/JNOC/GSC et al. Mallik 5L-38 gas hydrate production research well. In: Dallimore, S.R., Collett, T.S. (Eds), *Scientific Results from the Mallik 2002 Gas Hydrate Production Research Well Program*, Mackenzie Delta, Northwest Territories, Canada. *Geological Survey of Canada Bulletin* 585, p. 11

Haberer, R.M., Mangelsdorf, K., Wilkes, H., Horsfield, B., 2006. Occurrence and paleoenvironmental significance of aromatic hydrocarbon biomarkers in Oligocene sediments from the Mallik 5L-38 Gas Hydrate Research Well (Canada). *Organic Geochemistry*, in press.

Liguo Hu, A. Fuhrmann, H. Poelchau, B. Horsfield, Zhanwen Zhang, Tiesheng Wu, Yixian Chen, Jinyou Li (2005). Numerical Simulation of Petroleum Generation and Migration in the Qingshui Sag, Western Depression of the Liaohe Basin, NE China. *AAPG Bulletin*, 89 (12), 1629-1649.

Huvenne, V.A.I., Bailey, W. R. , Shannon, P.M., Naeth, J., di Primio, R., Henriot, J.P., Horsfield, B., de Haas, H., Wheeler, A. and Olu-Le Roy, K. (2005) The Magellan mound province in the Porcupine Basin. *International Journal of Earth Sciences*, DOI: 10.1007/s00531-005-0494-z.

Lüders, V., Reutel, C., Hoth, P., Banks, D.A., Mingram, B., Pettke, T. (2005) Fluid and gas migration in the North German Basin: fluid inclusion and stable isotope constraints. *International Journal of Earth Sciences* 94, 5/6, 990-1009.

Magri, F., Bayer, U., Clausnitzer, V., Jahnke, C., Fuhrmann, J., Möller, P., Pekdeger, A., Tesmer, M., Voigt, H., 2005. Deep reaching fluid flow close to convective instability in the NE German Basin-results from water chemistry and numerical modeling. *Tectonophysics*, 397, 5-20.

Naeth, J., di Primio, R., Horsfield, B., Schaefer, R.G., Shannon, P.M., Bailey, W.R., and Henriot, J.P., 2005. Hydrocarbon seepage and carbonate mound formation: a basin modelling study from the Porcupine Basin (offshore Ireland). *Journal of Petroleum Geology*, 28 (2), p. 43-62.

Vieth, A., Wilkes, H., 2005. Deciphering biodegradation effects on light hydrocarbons in crude oils using their stable carbon isotopic composition: a case study from the Gullfaks oil field, offshore Norway. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 70, 651-665.

